

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

В.Н. Косков, И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк

**ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ОБЪЕКТОВ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД
ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2015

УДК 628.543(075.8)

К71

Рецензенты:

д-р техн. наук, академик РАЕН *Н.И. Крысин*
(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми);

д-р техн. наук, профессор *Г.А. Цветков*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет)

Косков, В.Н.

К71 Промыслово-геофизические характеристики объектов захоронения сточных вод при разработке нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / В.Н. Косков, И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2015. – 102 с.

ISBN 978-5-398-01428-0

Изложена геолого-гидрогеологическая характеристика условий подземного захоронения промстоков и приведены требования к объектам их захоронения. Рассмотрена возможность оценки объектов захоронения промстоков по результатам промыслово-геофизических исследований. Описано движение сточных вод и приведен пример расчета движения стоков в полуограниченном пласте и в пласте-полосе.

Предназначено для студентов различных геологических специальностей, может быть полезно для работников нефтегазовой отрасли.

УДК 628.543(075.8)

ISBN 978-5-398-01428-0

© ПНИПУ, 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список основных обозначений и аббревиатур	4
Введение	7
Глава 1. Геолого-гидрогеологическая характеристика условий подземного захоронения промышленных стоков	10
1.1. Региональные и локальные факторы оценки гидрогеологических структур	10
1.2. Требования к объектам захоронения нефтепромысловых стоков	20
1.3. Основные принципы проектирования полигонов подземного захоронения промышленных стоков	26
1.4. Методы оценки приемистости скважин	31
1.5. Движение сточных вод в пласте-коллекторе	34
Глава 2. Основные методы промыслово-геофизических исследований для обоснования подземного захоронения промышленных стоков	48
2.1. Геофильтрационная схематизация разрезов скважин по данным промыслово-геофизических исследований	49
2.2. Геофизические методы исследования скважин	61
2.3. Литологическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС	69
2.4. Определение пористости коллекторов по данным ГИС	78
2.5. Оценка фильтрационно-емкостных свойств водоносных горизонтов по данным ГИС	83
2.6. Определение гидродинамических параметров по данным ГИС	88
2.7. Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров	93
Заключение	97
Список рекомендуемой литературы	99

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

- h – мощность водоносного горизонта
 K_n – коэффициент нефтенасыщенности
 K_n – коэффициент пористости
 $K_{n.o}$ – коэффициент открытой пористости
 K_{np} – коэффициент проницаемости
 $K_{np}^{гд}$ – коэффициент гидродинамической проницаемости
 K_ϕ – коэффициент фильтрации
 K_m – коэффициент водопроводимости
 a – коэффициент пьезопроводности
 W – объемное влагосодержание
 V_e – скорость фильтрации подземных вод в естественных условиях
 V – скорость фильтрации подземных вод при нарушенных условиях
 Q – дебит, расход (приемистость) скважины
 q – удельный дебит (коэффициент приемистости)
 H_e – статический уровень
 H – динамический уровень
 p_e – пластовое статическое давление
 p – пластовое динамическое давление
 Δp – перепад (понижение/повышение) давления
 S – напор пласта
 r_c – радиус скважины
 R_n – приведенный радиус влияния скважины
 r – расстояние от точки наблюдения до опытной скважины
 L – ширина пласта-полосы
 l – расстояние от опытной скважины до границы водоносного горизонта
 t – расчетное время эксплуатации скважины

T_0 – время движения стоков по главной линии тока
 T – время движения стоков по другим линиям тока
 γ_v – плотность воды
 μ – вязкость фильтрующейся жидкости
 θ – температура воды
 D – коэффициент диффузии
 E_i – интегральная показательная функция
 J_γ – интенсивность естественной радиоактивности по ГК
 J_{ny} – интенсивность радиоактивности по НГК
 ΔJ_γ – двойной разностный параметр по ГК
 ΔJ_{ny} – двойной разностный параметр по НГК
 ρ_k – удельное кажущееся сопротивление
 Δt – интервальное время пробега продольной волны
АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ГГК – гамма-гамма-каротаж
ГДИ – гидродинамические исследования
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ГФС – геофильтрационная среда
ДС – диаметр скважины
ИК – индукционный каротаж
ИПТ – испытатель пластов на трубах
КВ – кавернометрия
КВД – кривая восстановления давления
КИИ – комплект испытательных инструментов
КС – метод кажущегося сопротивления
МБК – микробоковой каротаж
МГЗ – микроградиент-зонд
МЗ – микрозондирование
МПЗ – микропотенциал-зонд
А2 (А2.0 М 0.5 N) – стандартный 2-метровый градиент-зонд
НГК – нейтронный гамма-каротаж

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж

ННКТ – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ОПК – опробователь пластов приборами на кабеле

ПС – потенциал собственной поляризации скважин

РК – радиоактивный каротаж

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

ВВЕДЕНИЕ

Для развития экономики промышленных районов большое значение имеет проблема удаления сточных вод. Особенно актуальной задачей является подземное захоронение сточных вод нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих предприятий. Знание общих закономерностей движения подземных вод и величин отдельных показателей комплексов пород – необходимое условие для обоснованного и экономически выгодного выбора места расположения полигонов захоронения промстоков.

Задачи гидрогеологических исследований, проводящихся для оценки возможности удаления промстоков и обоснования проектирования полигонов захоронения, состоят в следующем: выявление глубоких водоносных комплексов (горизонтов), которые могут служить коллекторами для захоронения промстоков; выявление фильтрационных и миграционных параметров пластов-коллекторов; составление моделей полигонов в естественных условиях и их прогнозирование на этапах эксплуатации; изучение совместимости пластовых вод и промстоков.

Гидрогеологическими условиями, благоприятными для захоронения сточных вод, являются надежная изолированность поглощающих водоносных горизонтов от поверхности земли и от горизонтов, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, высокие фильтрационные свойства водовмещающих пород и отдаленность областей их разгрузки. При выборе поглощающих комплексов в настоящее время широко используются данные геофизических исследований скважин (ГИС) наряду с материалами глубокого бурения на нефть и газ. В Пермском Прикамье наиболее перспективным для закачки промстоков является франско-турнейский карбонатный комплекс отложений.

Экологическая обстановка в нефтяной отрасли определяется наряду с другими показателями качеством подземного захоронения сточных и промысловых вод в глубокие водоносные горизонты,

подземные воды которых не представляют практической ценности. Метод глубокого подземного захоронения промышленных стоков характеризуется невысокими экономическими затратами.

Глубокие водоносные горизонты, приуроченные к погруженным частям артезианских бассейнов, наиболее пригодны для использования в качестве полигонов захоронения. Для таких горизонтов характерны низкие гидравлические градиенты, значительная протяженность путей фильтрации и фациальная изменчивость. Емкостные и фильтрационные свойства водоносных горизонтов весьма важны при выборе полигонов захоронения. Чаще всего используются водоносные горизонты с пластовым типом циркуляции. Наиболее водообильны трещиноватые и поровые карбонатные породы. Захоронения проводят, как правило, лишь в водоносные горизонты с минерализованной водой (концентрация солей более 10 г/л), не имеющей питьевого и бальнеологического значения.

Широкое использование методов геофизических исследований скважин позволяет получить геологическую и гидрогеологическую информацию для описания разрезов скважин. По результатам интерпретации материалов ГИС можно проводить корреляцию разрезов скважин и строить модели изменения различных гидрогеологических параметров в плане и разрезе, т.е. проводить гидрогеологическую стратификацию разреза и объемное гидрогеологическое картирование. Следует отметить, что нередко глубокие водоносные комплексы в артезианском бассейне, как и перекрывающие их водоупоры, видоизменяются по мощности и проницаемости, поэтому использование данных ГИС при такой ситуации весьма эффективно.

При интерпретации данных ГИС выделяют следующие задачи:

– *геофизическую*: расчленение разрезов скважин на толщи, пласты и прослойки, которые ограничены геометрическими поверхностями и характеризуются определенными физическими свойствами;

– *гидрогеологическую*: выделение флюидоупоров, гидрофобных и гидрофильных толщ и других глубинных геофильтрационных элементов разрезов скважин.

Гидрогеологические исследования для захоронения промстоков должны всегда производиться с соблюдением правил, которые утверждены распоряжениями Министерств геологии и здравоохранения и другими действующими официальными документами.

В пособии обобщен опыт гидрогеологических исследований для обоснования захоронения сточных вод отдельных промышленных предприятий, опыт нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих организаций по закачке в поглощающие скважины попутных вод, извлекаемых при добыче нефти; рассмотрены характеристики водоносных горизонтов, пригодных для подземного захоронения сточных вод, методы изучения фильтрационной неоднородности пород; приведены гидрогеологические расчеты для оценки возможности захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты.

Глава 1

ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПОДЗЕМНОГО ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ

1.1. Региональные и локальные факторы оценки гидрогеологических структур

Подземное захоронение промышленных сточных вод целесообразно применять на разрабатываемых нефтяных месторождениях, особенно на завершающих стадиях разработки, когда осуществляется попутная добыча больших объемов воды. Эта вода не может быть использована в системе поддержания пластового давления в связи с ее излишними объемами. Поэтому промышленные стоки удаляют в глубокие водоносные горизонты, нагнетая их в пласт через специальные, соответствующим образом оборудованные скважины. Иногда закачка промстоков осуществляется через пробуренные для других целей скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные, контрольные и даже ликвидированные), если их оборудование отвечает техническим условиям, предъявляемым к поглощающим скважинам.

Глубокий водоносный горизонт, намечаемый для захоронения промстоков, не должен содержать подземных вод, пригодных для водоснабжения, бальнеологических целей, извлечения полезных компонентов. Он должен быть надежно изолирован слабопроницаемыми породами от выше- и нижележащих водоносных горизонтов в пределах полигона захоронения и санитарно-защитных зон вокруг него. Обеспечивается большая надежность, если между водоносным горизонтом-коллектором и эксплуатирующимся для водоснабжения водоносным горизонтом находится буферный горизонт, содержащий воду, не пригодную для использования. Наличие слабопроницаемых отложений, изолирующих водоносный горизонт-коллектор от выше-

и ниже лежащих горизонтов, является одним из основных факторов, определяющих возможность захоронения промышленных стоков. Для захоронения используются водоносные горизонты, приуроченные к зоне застойного режима или в отдельных случаях к зоне замедленного водообмена. Характерным признаком таких водоносных горизонтов является повышенная минерализация пластовых вод и небольшие естественные скорости движения (рис. 1.1).

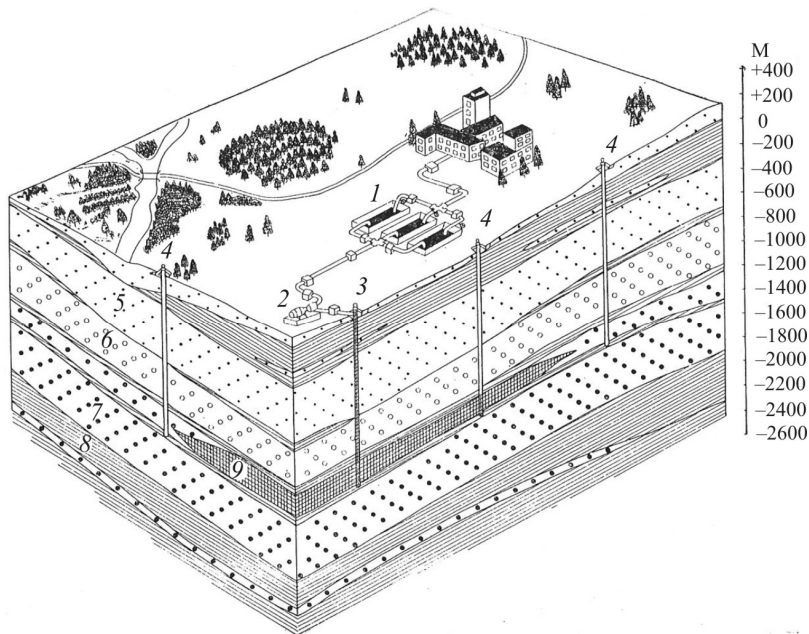


Рис. 1.1. Схема захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты: 1 – накопительная емкость; 2 – насос; 3 – нагнетательная скважина; 4 – наблюдательная скважина; 5 – зона активного водообмена (пресные подземные воды); 6 – зона замедленного водообмена (солончатые подземные воды); 7 – зона застойного режима (солёные подземные воды и рассолы); 8 – водоупорные породы; 9 – закачанные промышленные стоки

В настоящее время проблема удаления больших объемов промстоков в нефтедобывающей отрасли пока решается путем использования их для заводнения нефтесодержащих пластов. Большое значение

ние придается вопросу не только о принципиальной возможности захоронения промстоков, но и о возможности удаления больших объемов, достигающих десятков тысяч кубических метров в сутки. При наличии глубокого водоносного горизонта-коллектора возможность удаления сточных вод лимитируется глубиной его залегания и фильтрационными свойствами, определяющими приемистость скважины.

Глубина залегания является существенным фактором при определении возможности захоронения [6, 11, 15, 21]. В отношении минимальной глубины, допустимой для захоронения промстоков, твердые критерии отсутствуют. Эти вопросы отражены в работах, но с точки зрения проблемы утилизации сточных вод на нефтяных и газовых промыслах недостаточно освещены. Одними исследователями она принимается равной 300–400 м, другими – не менее 800–900 м. Небольшие глубины залегания создают опасность выхода промстоков на дневную поверхность или в вышележащие горизонты; значительные глубины усложняют процесс захоронения. В каждом отдельном случае глубина скважины должна определяться исходя из особенностей геологического строения, объема промышленных стоков, подлежащих закачке.

Промысловые сточные воды, предназначенные для захоронения, содержат обычно растворенные минеральные соли, органические вещества, механические примеси и бактерии. Приемистость нагнетательной скважины и особенно ее стабильность во времени зависят от фильтрационных свойств водоносного горизонта и состояния призабойной зоны. При взаимодействии сточных вод с водоносным горизонтом происходят химические реакции, которые приводят к выпадению осадка, выделению тепла, газа, что вызывает рост бактерий и коагуляцию призабойной зоны скважины и ведет к снижению ее приемистости. Для предупреждения этих явлений требуется изучение совместимости подлежащих удалению промстоков с подземными водами и водовмещающими породами и соответствующая подготовка промстоков для захоронения.

Для захоронения путем нагнетания или в отдельных случаях свободного налива сточных вод используются одиночные скважины или группы поглощающих скважин. Варианты взаимного располо-

жения скважин могут быть различные (линейный ряд, кольцевая батарея, пяти-, семи-, девятиточечные системы и другие). Системы расположения скважин зависят от утвержденных технологических документов (технологическая схема, проект разработки, авторский надзор и др.). Технические условия скважин должны обеспечивать наиболее совершенное вскрытие водоносного горизонта, надежную изоляцию его от выше- и нижележащих водоносных горизонтов, нормальную эксплуатацию в течение расчетного срока. Основным показателем нормальной работы поглощающей скважины служит стабильность ее приемистости и давления на устье.

При захоронении промышленных стоков требуется создание санитарно-защитных зон вокруг района их удаления для ограничения использования природных ресурсов, а также организация наблюдений за режимом работы эксплуатационных скважин, распространением промстоков по пласту, изменением гидродинамических и гидрохимических условий соседних горизонтов. Для наблюдения за миграцией стоков по пласту и в соседние водоносные горизонты выделяются из неиспользуемого фонда или бурятся вновь наблюдательные скважины. Количество скважин зависит от гидрогеологических условий, степени токсичности закачиваемых промстоков, их объема, физико-химических свойств водоносного горизонта и др. При захоронении сточных вод в пластах каменной соли могут использоваться существующие горные выработки, а также специально создаваемые путем выщелачивания камеры.

Метод удаления промстоков в слабопроницаемые отложения с помощью применения гидравлического разрыва пласта используется для удаления средне- и высокоактивных сточных вод. При этом методе могут захороняться отходы, имеющие большое количество взвесей (пульпы).

При решении вопроса о захоронении промышленных стоков следует учитывать экономическую эффективность метода, определяемую характером и объемом промстоков, необходимостью подготовки их для сброса, стоимостью бурения, оборудования и эксплуатации скважины и др.

При разработке нефтяных месторождений вместе с нефтью добываются попутные пластовые воды, большие объемы которых, исчисляемые сотнями миллионов кубических метров в год, и высокая минерализация исключают возможность их сброса в поверхностные водоемы. Опыт удаления промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты в нашей стране пока небольшой и относится преимущественно к стокам нефтепромыслов и отдельных предприятий химической, нефтеперерабатывающей промышленности. Наиболее рациональным решением проблемы ликвидации огромных количеств промысловых вод считается утилизация этих вод путем использования для поддержания пластового давления нефтяных месторождений. Этот случай является наиболее благоприятным, так как процесс закачки пристоков, с одной стороны, используется для поддержания пластового давления, которое понижается в результате отбора из пласта жидкости и газа, а с другой – исключает необходимость использования пресных вод. Закачка сточных вод в поглощающие горизонты производится через специально пробуренные либо в сильно обводненные эксплуатационные скважины, не представляющие интереса для добычи нефти. В качестве поглощающих скважин выбираются зоны с полным или «катастрофическим» поглощением промысловых жидкостей во время бурения.

Закачиваемая в пласт вода должна обладать свойствами, исключающими возможность снижения приемистости скважины. Первые промышленные эксперименты и последующий промысловый опыт показали возможность закачки сравнительно загрязненных стоков и пластовых вод. Характеристика залежей нефти, коллекторов и сточных вод, которые используются для закачки в продуктивные пласты по некоторым месторождениям Пермского края, приведены в табл. 1.1.

Различная проницаемость пластов обуславливает определенные требования к качеству закачиваемой воды. Пористые и трещиноватые коллекторы могут принимать сточную воду с содержанием нефти до сотен миллиграммов на литр, а непродолжительное время и до тысяч миллиграммов на литр, с содержанием взвешенных частиц до нескольких десятков, иногда и сотен миллиграммов на литр.

Таблица 1.1

Характеристика залежей нефти по ряду месторождений Пермского края

№ п/п	Параметры	Месторождения						
		Ед. измер.	Юрчукское, пласты Тл+Бб+Мл	Падунское (Падунское поднятие), пласты Тл+ББ	Батырбайское (Астольская площадь), пласт Бб	Москудыинское (Москудыинское поднятие), пласт Тл	Кокуйское (Кокуйское поднятие), пласт Бб	Шагиртско-Гожанское (Шагиртско-Гожанское поднятие), пласты Тл+ББ
1	Средняя глубина залегания	м	2010	1490	1220,6	1461	1597	1360
2	Тип залежи		Пластовая	Пластовая сводовая литологически экранированная	Пластовая сводовая литологически экранированная	Пластовая сводовая литологически экранированная	Пластовая сводовая литологически экранированная	Пластовая сводовая
3	Тип коллектора		Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный	Терригенный
4	Средняя общая толщина	м	18,5	26,8	18,5	29,5	28,2	31
5	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	8,4	12,7	3,4	4,7	6,7	4,9
6	Пористость	доли ед.	16	19	18-20	20	17,6	0,19
7	Проницаемость (по ГДИ)	мкм ²	0,097	0,33-1,6	0,279	1,037	0,1604	0,8-1,19

№ п/п	Параметры	Месторождения						
		Ед. измер.	Юрчукское, пласты Тл+Бб+Мл	Падунское (Падунское поднятия), пласты Тл+Бб	Батырбайское (Асольская площадь), пласт Бб	Москудынское (Москудынское поднятия), пласт Тл	Кокуйское (Кокуйское поднятия), пласт Бб	Шагиртско-Гожанское (Шагиртско-Гожанское поднятия), пласты Тл+Бб
8	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,426	0,33–0,27	0,24	0,97	0,2–0,73	0,23–0,3
9	Коэффициент расчлененности	доли ед.	5,77	2	2,43	1,13	1,4–3,2	4,9–6,25
10	Пластовая температура	°С	28	28	29,5	24	26–29	27,5
11	Начальное пластовое давление	МПа	22,2	16,5	14,5	14,6	16–17,5	14,6
12	Текущее пластовое давление	МПа	16,6	15,9	12,9	11,4	14,4	13,46
13	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	1,22	15	4,47	68,58	1,15–5	38,1–41,2
14	Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,769	0,902	0,838	0,92	0,779–0,8	0,889
15	Абсолютная отметка ВНК	м	–1900	–1357	–1228, –1241	–1257	–1420	–1186,6

Промысловая закачка сточных вод на нефтяных месторождениях показывает, что в пласты поступают сотни и тысячи тонн загрязняющих компонентов (табл. 1.2).

Несмотря на это, во многих случаях приемистость нагнетательных скважин поддерживается постоянной с помощью различных методов: промывок, кислотных обработок, торпедирования скважин и гидроразрыва пластов и др. Основной проблемой при закачке загрязненных сточных вод является доведение этих вод до определенных для каждого месторождения норм по содержанию нефти, взвешенных твердых частиц и железа.

Удаление сточных нефтяных вод в глубокие поглощающие горизонты с использованием их для поддержания пластового давления проводится в промышленных масштабах на месторождениях Пермского края и других регионов России. Опыт эксплуатации показывает, что серьезные трудности возникают при борьбе с коррозией насосно-компрессорных труб, водоводов, насосов и другого оборудования вследствие высокой агрессивности сточных вод, обусловленной значительным содержанием сероводорода. Средний межремонтный период на скважинах составляет по разным регионам от 0,5 до 2 лет.

Подземное захоронение промстоков за рубежом 10–15 лет назад производилось в основном предприятиями нефтяной и атомной промышленности, только единичные предприятия химической промышленности использовали этот метод. Научно-исследовательские и опытные работы по изысканию способов захоронения биологически вредных промышленных стоков ведутся в различных направлениях: хранение в металлических и бетонных емкостях; отверждение в стекле и других материалах с последующим захоронением в землю; сброс в контейнерах в моря и океаны; сброс в верхние слои земли через колодцы, траншеи и другие резервуары; захоронение в соляных отложениях, слабопроницаемых сланцеватых глинистых и кристаллических породах; удаление в глубокие водоносные горизонты.

Таблица 1.2

Количественная характеристика закачанных сточных вод
по нефтяным месторождениям Пермского края

№ п/п	Параметры	Ед. измер.	Юрчукское, пласты Тл+Бб+Мл	Падунское (Падунское поднятия), пласты Тл+Бб	Батыйбай- ское (Асюльская площадь), пласт Бб	Москудыин- ское (Мос- кудыинское поднятия), пласт Тл	Кокуйское (Кокуйское поднятия), пласт Бб	Шагирт- ско-Гожан- ское (Ша- гиртско- Гожанское поднятия), пласты Тл+Бб
1	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,46	1,43	1,51	1,46	1,49	1,39
2	Плотность воды в пластовых ус- ловиях	т/м ³	1,174	1,17	1,18	1,16	1,174	1,17
3	Общая минера- лизация пласто- вой воды	г/л	256,5	250	285,1	244	264	256,39
4	Водородный по- казатель (рН)		5,34	5,42	5,4	5,45	5,95	6,3
5	Тип воды (по В.А. Сулину)		Хлоркаль- циевый	Хлоркаль- циевый	Хлоркаль- циевый	Хлоркальцие- вый	Хлоркаль- циевый	Хлоркаль- циевый

Окончание табл. 1.2

№ п/п	Параметры	Ед. измер.	Юрчукское, пласты Тл+Бб+Мл	Падунское (Падунское поднятия), пласты Тл+Бб	Батырбайское (Асюльская площадь), пласт Бб	Москудынское (Москудынское поднятия), пласт Тл	Кокуйское (Кокуйское поднятия), пласт Бб	Шагиртско-Гожанское (Шагиртско-Гожанское поднятия), пласты Тл+Бб
6	Закачка воды за 2010 год	тыс. м ³	372,7	148,5	129,653	467,096	191,31	2179
7	Накопленная закачка воды	тыс. м ³	13616,7	80010,3	5364,271	4718,915	25573,179	158 839,4
8	Сетка размещения скважин		500	300	450	400	450	250
9	Фонд действующих нагнетательных скважин	шт.	8	8	16	28	10	84
10	Закачано мех. примесей за 2010 год	тыс. т	112,2	43,4	43,6	132,2	59,3	653,7
11	Закачано мех. примесей с начала разработки	тыс. т	4100	23400	1804	1335	7925	47652

Наиболее универсальным способом удаления отходов в недра земли является закачка в глубокие водоносные горизонты через специально пробуренные скважины, к оборудованию которых предъявляются высокие требования. Эксплуатируемые в настоящее время в США поглощающие скважины распределяются в зависимости от их глубины следующим образом: до 300 м – 6 %; 300–600 м – 32 %; 600–1300 м – 27 %; 1300–2000 м – 28 %; более 2000 м – 7 %. Геологические формации, используемые для удаления стоков, представлены почти исключительно осадочными породами: пески составляют 33 %; песчаники – 41 %; известняки и доломиты – 22 %. Приемистость поглощающих скважин колеблется в больших пределах – от нескольких кубометров в сутки до 5000 м³/сут. Около 62 % скважин имеют приемистость менее 2000 м³/сут, а 34 % – менее 500 м³/сут. Давление на устье скважин при нагнетании составляет от 10,0 до 21,0 МПа (2 % от общего количества скважин), 4,2 МПа (49 %), 2,1 МПа (38 %). Приблизительно в 11 % скважин удаление промстоков производится наливом [9].

1.2. Требования к объектам захоронения нефтепромысловых стоков

Захоронение промышленных стоков определяется тектоническим строением и характером водообмена подземных вод, локальными условиями, емкостными и фильтрационными свойствами водоносных горизонтов, их изолированностью в пределах участка, предназначенного для захоронения. Все водоносные горизонты с пластовым типом циркуляции, характерным для платформ, межгорных и предгорных впадин, могут рассматриваться как пригодные для поисков пластов-коллекторов для захоронения промстоков.

Наибольшей водообильностью среди водоносных горизонтов обладают трещиноватые и закарстованные карбонатные породы. Для поисков глубоких водоносных горизонтов благоприятны платформенные области, краевые прогибы, межгорные и предгорные впадины.

Выделяются три основные гидродинамические зоны:

– верхняя – зона активного водообмена и возобновления; мощность этой зоны изменяется от 50–100 до 300–400 м и более, воды этой зоны преимущественно пресные, гидрокарбонатные кальциевые, реже другого состава;

– средняя – зона замедленного водообмена; она распространена в артезианских бассейнах платформенных областей в среднем до глубины 300–500 м и более;

– нижняя – зона застойного или относительно застойного режима; эта зона широко развита в пределах платформ, краевых прогибов и межгорных впадин; воды, заключенные в ней, преимущественно рассольные, реже соленые, содержат в большинстве случаев йод, бром и другие специфические компоненты.

Наиболее благоприятна для захоронения нижняя зона, которая содержит минерализованные воды, часто непригодные для использования водоносные горизонты, которые изолированы от влияния поверхностных факторов [2, 14, 22].

При выборе водоносных горизонтов для захоронения промстоков необходимо учитывать: 1) граничные условия, определяющие размеры водоносного горизонта в плане и разрезе; 2) емкостные свойства, обуславливающие возможность захоронения определенных объемов сточных вод; 3) фильтрационные свойства, от которых зависят приемистость скважины и характер распространения стоков по пласту; 4) физико-химические свойства, влияющие на изменение химического состава и физической характеристики пород и заключенных в них вод, миграцию отдельных компонентов стоков; 5) фильтрационные и физико-химические свойства слабопроницаемых отложений, определяющие размеры вертикальной миграции как сточных вод в целом, так и отдельных их компонентов.

Граничные условия водоносного горизонта определяются в значительной мере региональными гидрогеологическими условиями, литолого-фациальным составом водовмещающих пород и гидродинамической ролью тектонических нарушений. Наибольшее значение они имеют в пределах крупных артезианских бассейнов на плат-

формах, где области питания и разгрузки удалены друг от друга на значительные расстояния. Поэтому следует различать внешние и внутренние границы пласта в плане.

Емкостные свойства определяются пористостью, трещиноватостью, мощностью, площадью распространения, упругими свойствами водовмещающих пород и заключенных в них вод. Водовмещающие породы горизонтов, которые могут быть использованы для захоронения промстоков, имеют обычно осадочное происхождение, слабо метаморфизованы и по петрографическим признакам разделяются на две большие группы: терригенные (пески, песчаники и др.) и карбонатные (известняки, доломиты, мергели и др.).

Пористость водовмещающих пород в сочетании с размерами водоносного горизонта определяет его полную емкость W , которая может быть приближенно вычислена по формуле

$$W = K_{\text{п}} F h,$$

где F – площадь участка водоносного горизонта, используемая для захоронения промстоков, м^2 .

Емкость водоносного горизонта зависит от упругих свойств пласта, которые проявляются при изменении в нем пластового давления. Характерной особенностью упругого режима является сжатие воды и расширение порового пространства при увеличении пластового давления в процессе закачки. Экспериментальными исследованиями установлено, что коэффициент объемной упругости воды зависит также от содержания в ней растворенного газа, минерализации и температуры. По данным, полученным при изучении нефтяных месторождений [21], коэффициент объемной упругости пластовых вод $\beta_{\text{в}}$ изменяется в пределах $(2,7 \dots 5,0) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{т}$; коэффициент упругоёмкости пород $\beta_{\text{п}}$ – в пределах $(0,3 \dots 1,7) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{т}$. Коэффициент упругоёмкости пласта

$$\beta^* = K_{\text{п}} \beta_{\text{в}} + \beta_{\text{п}}.$$

Он изменяется в пределах $(0,3 \dots 2,0) \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{т}$.

Полезная емкость с учетом упругих свойств пласта может быть вычислена по формуле

$$\Delta W_{\text{упр}} = \beta \cdot F \cdot h \cdot \Delta p.$$

Фильтрационные свойства. Приемистость скважины и характер распространения закаченных сточных вод по пласту зависят от коэффициента фильтрации водоносного горизонта, который в свою очередь зависит от проницаемости пласта, плотности и вязкости воды:

$$K_{\phi} = K_{\text{пр}} \frac{\gamma_{\text{в}}}{\mu}.$$

На фильтрационные свойства рыхлых песчаных пород, помимо формы и размера обломочных частиц, оказывает влияние минералогический состав. Наиболее высокими фильтрационными свойствами обладают кварцевые пески, низкими – полевошпатовые пески, еще более низкими – пески со значительным содержанием глинистых пород. Наибольшее влияние на фильтрационные свойства оказывают глинистые минералы группы монтмориллонита: содержание 2 % монтмориллонитовой глины в крупнозернистых песках снижает проницаемость в 10 раз, а содержание 5 % уменьшает проницаемость в 30 раз. В то же время пески с содержанием каолинита от 2 до 5 % являются все же хорошо фильтрующими породами [9, 26].

Приемистость скважины определяется коэффициентом фильтрации (или проницаемости), коэффициентом пьезопроводности и мощностью водоносного горизонта, а также избыточным давлением, создаваемым при нагнетании. Результаты изучения фильтрационных свойств пород на нефтяных месторождениях Волго-Уральского региона показывают, что коэффициент проницаемости терригенных коллекторов колеблется в основном от 0,050 до 1,500 мкм². Небольшие величины коэффициента проницаемости терригенных отложений позволяют предположить, что приемистость скважин при закачке не будет в среднем превышать 600–900 м³/сут.

Проницаемость карбонатных пород обуславливается не только межзерновой пористостью, но и трещиноватостью, кавернозностью

и закарстованностью. Существенное значение в образовании зон трещиноватых пород имеют перерывы в отложениях осадков. Поверхности несогласий часто являются наиболее благоприятными зонами, где вследствие процессов эрозии и выщелачивания осадков широко распространяется трещиноватость пород.

Опыт сброса попутных нефтяных вод в карбонатные отложения показывает, что при значительной кавернозности и закарстованности фильтрационные свойства их значительно лучше, чем терригенных.

Физико-химические свойства. Физико-химические процессы, происходящие в водоносном горизонте, могут привести к изменению минерального и химического состава горных пород, химического состава подземных вод и закачаных в них стоков. Физико-химические свойства водоносного горизонта определяются минеральным и химическим составом горных пород, а также химическим составом и физическими свойствами заключенных в них вод. Это, в свою очередь, вызывает изменение фильтрационных свойств водоносного горизонта и состояния призабойной зоны скважины, неравномерное распределение отдельных компонентов стоков в водоносном горизонте.

Происходящие в водоносном горизонте физико-химические процессы можно разделить на химические (растворение, выщелачивание, сорбция, ионный обмен, образование осадка, биохимические явления) и физико-химические (рассеяние, смешение, диффузия, гравитационная дифференциация, поглощение или выделение газов, теплообмен). Растворение и образование осадка происходит под влиянием взаимодействия отдельных компонентов сточных вод с горными породами и заключенными в них водами вследствие нарушения природных и химических равновесий пластовых условий. Растворение осадка имеет положительное значение, поскольку при этом увеличивается пористость, а следовательно, и улучшаются фильтрационные свойства пород. Захоронение промышленных стоков, содержащих сульфаты, хлориды и натрий, в водоносный горизонт в средненижнекаменноугольных известняках, заключающий

хлоридные натриевые рассолы, способствует разложению известняков и улучшению их фильтрационных свойств. В то же время захоронение промстоков в средненижнекаменноугольный водоносный горизонт, содержащий сульфатно-хлоридные натриевые воды и характеризующийся повышенным содержанием кальция и магния, приводит к осадкообразованию и, следовательно, ухудшению фильтрационных свойств. Для глубоких водоносных горизонтов при взаимодействии их с промстоками упомянутого выше состава наиболее характерно выпадение в осадок гипса и ангидрита. Заметное влияние на интенсивность реакций оказывают пластовые давления и температуры.

По мере накопления фактического материала необходимо разработать классификацию физико-химических свойств горных пород и подземных вод применительно к удалению промышленных стоков различного состава. При проведении поисково-разведочных работ с целью изыскания водоносных горизонтов-коллекторов для захоронения промстоков наряду с изучением их фильтрационных и емкостных свойств следует изучать физико-химические свойства горных пород и насыщающих их подземных вод.

Фильтрационные и физико-химические свойства разделяющих и слабопроницаемых отложений. Все слабопроницаемые отложения по литологическому составу могут быть разделены на несколько групп: глинистые (глины, аргиллиты, карбонатно-глинистые породы); карбонатные (плотные известняки, доломиты, мергели); соляные (гипсы, ангидриты, каменная соль). В большинстве случаев слабопроницаемые отложения представлены переслаиванием различных по составу пород, причем в разнообразных по литологическому составу отложениях присутствуют глинистые породы, составляющие около 60 % всего объема осадочных пород.

Карбонатно-глинистым и глинисто-карбонатным отложениям присуща низкая проницаемость. Они содержат глинистые минералы группы монтмориллонита и разбухающие гидрослюды. Более проницаемые пачки содержат каолинит и неразбухающие гидрослюды. Так, в слабопроницаемом кыновском горизонте девона на Шагирт-

ско-Гожанском (Гожанская площадь) и Куедино-Красноярском (Куединская площадь) месторождениях нефти развиты монтмориллонитно-гидрослюдистые породы. Аналогичная картина наблюдается и в нижнем карбоне Волго-Уральской нефтеносной области, где регионально развита тульская глинисто-карбонатная слабопроницаемая толща также является монтмориллонитно-гидрослюдистой, а нижележащая обводненная угленосная свита – гидрослюдисто-каолинитовой.

По мере увеличения глубины залегания глинистые породы претерпевают структурные изменения, проявляющиеся в отдаче свободной воды, увеличении плотности и уменьшении пористости, а следовательно, и проницаемости. Глубина залегания одновозрастных глин и геостатическая нагрузка обуславливают различие их плотности и пористости. Более древние отложения имеют большую плотность по сравнению с более молодыми. Способность глин к уплотнению зависит также от температуры и минерального состава. При оценке фильтрационных свойств глинистых пород проницаемость их нельзя принимать за постоянную величину, поскольку она может существенно изменяться в зависимости от свойств фильтрующейся жидкости.

1.3. Основные принципы проектирования полигонов подземного захоронения промышленных стоков

Принципиальная возможность захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты должна быть установлена после выявления характера тектонической структуры и установления гидродинамических зон застойного режима или замедленного водообмена. На стадии предварительной оценки могут быть освещены вопросы о наличии водоносных горизонтов-коллекторов, их количестве, глубине залегания, мощности, минерализации и качестве подземных вод, литологическом составе водовмещающих пород, а также о наличии водоупорных перекрывающих горизонтов; определены граничные условия пласта-коллектора и ориентировочная приемистость скважин.

Предварительная разведка включает: выбор наиболее перспективных водоносных горизонтов для захоронения промстоков; при наличии нескольких участков, пригодных для сооружения полигона захоронения промстоков, выбор наиболее благоприятного из них с целью проведения на нем детальной разведки; уточнение границ и граничных условий водоносных горизонтов, перспективных для захоронения промстоков.

В процессе предварительной разведки должна быть изучена территория, в пределах которой будут распространяться закачиваемые промстоки и под воздействием нагнетания могут быть нарушены естественные гидродинамические условия, в результате чего возможно движение минерализованных пластовых вод в водоносные горизонты, используемые для питьевых, лечебных и других целей, и на поверхность земли.

Для ориентировочного определения размеров территории предварительной разведки можно использовать приведенный радиус влияния скважины. Повышение пластовых давлений в результате нагнетания промстоков будет наблюдаться на расстоянии, равном приведенному радиусу влияния

$$R_{\Pi} = 1,5\sqrt{at},$$

где t – период эксплуатации, обычно принимаемый для расчетов 10^4 сут; a – коэффициент пьезопроводности, для ориентировочных расчетов принимаемый равным $5 \cdot 10^4 - 10^5$ м²/сут. При этих значениях $R_{\Pi} = 30 \dots 50$ км.

По результатам предварительной оценки для захоронения промстоков проводятся поисковые работы. Выявление пластов-коллекторов, перспективных для захоронения промстоков, производится путем бурения скважин и их испытания. Количество скважин должно быть минимальным как на поисковой стадии, так и на стадиях разведки. В каждой скважине проводится полный комплекс каротажных работ (стандартный каротаж, боковое каротажное зондирование, микрозондирование, радиоактивный каротаж, цементометрия, термометрия, кавернометрия, инклинометрия и др.). По ре-

зультатам проведенных в процессе бурения геолого-гидрогеологических наблюдений, а также геофизических исследований в разрезе пород, вскрытых скважиной, выделяют водопроницаемые горизонты и водоупорные слои. Один или несколько водоносных горизонтов, обладающих наилучшими фильтрационными и коллекторскими свойствами, выбирают для их дальнейшего изучения.

Детальная разведка проводится как на полигоне захоронения, так и в пределах площади, определяемой распространением прорывов в пласте-коллекторе за расчетный период эксплуатации. Кроме того, на этой стадии производятся разведочные и опытные работы вдоль границ водоносного горизонта для уточнения отдельных вопросов, окончательно не решенных на стадии предварительной разведки. Для ориентировочного определения площади распространения прорывов в пласте можно использовать формулу [9, 27]

$$R = \sqrt{\frac{\sum Q t}{\pi h K_{\Pi}}},$$

где R – радиус площади, в пределах которой проводится детальная разведка; $\sum Q$ – суммарная средняя (за период эксплуатации) приемистость всех скважин полигона, $\text{м}^3/\text{сут}$; t – расчетный период эксплуатации полигона, равный обычно 10^4 сут.

При детальной разведке определяется следующее:

1) коллекторские и фильтрационные свойства водоносного горизонта и изменения этих свойств в разрезе и на площади проектируемого полигона, мощность, литологический состав;

2) литологический состав, мощность и фильтрационные свойства перекрывающего и подстилающего водоупоров;

3) отсутствие взаимосвязи подземных вод пласта-коллектора с вышележащими и нижележащими водоносными горизонтами, особенно используемыми для водоснабжения;

4) скорость и направление движения подземных вод изучаемых водоносных горизонтов, скорость водообмена;

5) приемистость поглощающих скважин, изменение приемистости и давления во времени по данным опытных работ, меры по сохранению приемистости в процессе эксплуатации;

6) скорость массообмена веществ, находящихся в сточных водах, с породами пласта, а при закачке саморазогревающихся стоков – теплофизические параметры;

7) объемная масса, минерализация, химический состав, вязкость и плотность пластовой воды и закачиваемой жидкости.

При проведении детальной разведки уделяется особое внимание изучению фильтрационной и емкостной неоднородности пласта-коллектора, изменению литологического состава и мощности горизонта, тектонических нарушений, выяснению всех необходимых вопросов при минимальном количестве скважин. Поэтому все скважины, пробуренные на полигоне, должны быть использованы для получения наиболее полной и качественной информации. В частности, скважины, пройденные в процессе поисков и предварительной разведки, должны быть использованы при организации и разбуривании опытных кустов в качестве центральных или наблюдательных. Скважины, пройденные в процессе детальной разведки, в дальнейшем при постоянной или опытно-промышленной эксплуатации полигона должны быть использованы в качестве поглощающих, наблюдательных или разгрузочных. Не исключается возможность и необходимость бурения скважин специально для разрешения геологических и гидрогеологических вопросов, однако практически любая скважина, пройденная на полигоне захоронения, может быть в дальнейшем использована как наблюдательная. Поэтому конструкции скважин должны обеспечивать возможность использования их в процессе эксплуатации.

Детальная разведка полигона захоронения зависит от сложности геологического строения, гидрогеологических условий района и размеров полигона, объема промстоков и поглощающей емкости пласта-коллектора. Минимальное количество скважин при небольшом количестве промстоков определяется необходимостью установления параметров пласта-коллектора (требуются возбуждающая и две наблюдательные скважины). При этих исследованиях прово-

дятся опытные откачки и нагнетания для уточнения расчетных параметров водоносных горизонтов (водопроницаемости и пьезопроводности). Для определения взаимосвязи поглощающего и вышележащих водоносных горизонтов проходят наблюдательные скважины на эти горизонты. Путем соответствующей обработки и анализа материалов кустовых откачек и нагнетаний устанавливаются внутренние граничные условия пласта, зависящие от фильтрационной неоднородности и т.п. [27, 29]. Проводятся более углубленные лабораторные исследования подземных вод и горных пород пластов-коллекторов, перекрывающих водоупоров и вышележащих водоносных горизонтов. Особое внимание уделяется изучению активной пористости всех пород и фильтрационных свойств песчано-глинистых водоупорных отложений. При изучении в лабораторных условиях фильтрационных свойств песчано-глинистых отложений, особенно перекрывающих водоупорных горизонтов, следует применять жидкости, близкие по степени минерализации и составу промстокам, так как коэффициент фильтрации песчано-глинистых пород возрастает с увеличением минерализации воды. Эффект возрастания проницаемости глинистых песков тем больше, чем выше гидрофильность глинистой составляющей и минерализация фильтрующейся воды.

Исследование процессов взаимодействия намеченных к удалению промстоков с пластовыми водами и горными породами продолжается на стадии разведки, что позволяет определить миграционную способность загрязнения, состав и устойчивость образований, кольматирующих призабойные части скважин, а также другие явления, которые могут влиять на безопасность и режим работы поглощающих скважин. Процесс взаимодействия промстоков с подземными водами и породами исследуется в лабораторных условиях, для этого при бурении отбираются пробы пород, а при откачках — пробы воды. Объем и условия отбора проб пород и воды регламентируются лабораторией в зависимости от характера исследований. Для изучения взаимодействия пласта-коллектора в пластовых условиях с закачиваемыми промстоками проводится опытно-промышленное нагнетание реальных растворов в течение нескольких лет.

На завершающем этапе исследований проводят моделирование процессов закачки промстоков, в результате которого уточняются параметры водоносных горизонтов, а также прогнозы распространения промстоков, определенные аналитическими расчетами. Моделирование особенно рекомендуется применять при сложных внутренних и внешних граничных условиях в плане и по вертикали. Преимущество моделирования перед аналитическими расчетами заключается в том, что оно позволяет достаточно объективно учитывать пространственные изменения параметров водоносных горизонтов, разнообразие условий на их внешних и внутренних границах, сложную форму границ и другие факторы. При моделировании достигается максимальное приближение схемы гидрогеологического расчета к реальной обстановке.

Результаты гидрогеологических исследований должны быть освещены в отчете. Объем и содержание текста отчета, а также последовательность изложения материала в каждом разделе и состав прилагаемых к нему графических и текстовых материалов определяются в каждом конкретном случае в зависимости от гидрогеологических условий и размера разведываемого участка, объема и характера проведенных исследований. В отчете рекомендуется привести следующее: введение, общие сведения о районе, краткую характеристику геологического строения и гидрогеологических условий района, обоснование выбора водоносного горизонта, геологическое строение и гидрогеологические условия участка, результаты разведочных работ, определение расчетных гидрогеологических параметров, гидрогеологические расчеты для обоснования возможности подземного захоронения промстоков, рекомендации по строительству полигона захоронения, меры по охране внешней среды, заключение о проведенных работах, необходимые приложения и др.

1.4. Методы оценки приемистости скважин

Возможность подземного захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты зависит от поглощающей способности пласта-коллектора, которая определяется в основном его водопрони-

мостью и может быть приближенно оценена по приемистости одиночной поглощающей скважины.

Для приближенных оценок приемистости скважин Q могут быть рекомендованы простые зависимости, которые получены из соответствующих точных формул при следующих значениях параметров:

- среднее время за период $t_{cp} = 5 \cdot 10^3$ сут;
- коэффициент пьезопроводности $a = 10^5$ м²/сут;
- радиус скважины $r_c = 0,1$ м;
- расстояние от скважины до непроницаемого контура полуограниченного пласта $l = 500$ м;
- расстояния до непроницаемых границ пласта-полосы $l_1 = l_2 = 500$ м.

С увеличением l , l_1 и l_2 значения Q (м³/сут), подсчитанные по формуле для полуограниченного пласта и пласта-полосы, будут стремиться к значению Q для неограниченного пласта. Обычно поглощающую скважину располагают вдали от границ пласта, поэтому для грубых прикидок приемистость скважины может быть оценена по следующим приближенным формулам:

- для условий неограниченного пласта

$$Q = 0,5K_{пр}hS,$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости пласта, м²; h – толщина пласта, м; S – напор пласта, м;

- для условий полуограниченного пласта с непроницаемой границей

$$Q = 0,4K_{пр}hS;$$

- для условий пласта-полосы с непроницаемыми границами

$$Q = 0,3K_{пр}hS.$$

Для расчета приемистости скважины необходимо оценить давление, при котором производится закачка промстоков.

Избыточный напор на конец срока эксплуатации одной поглощающей скважины с постоянным расходом в условиях неограниченного пласта определяется по формуле [9]:

$$S = \frac{Q}{4\pi K_{\text{пр}} h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot a \cdot t}{r_c^2},$$

где t – расчетное время эксплуатации скважины, сут.

Если работают несколько поглощающих скважин, расположенных на площади радиусом R_0 , то избыточный напор в центре такой обобщенной системы (большого колодца) определяется по формуле:

$$S = \frac{Q_{\text{сум}}}{4\pi K_{\text{пр}} h} \cdot \ln \frac{6,12 \cdot a \cdot t}{R_0^2},$$

где $Q_{\text{сум}}$ – суммарный расход нагнетательных скважин обобщенной системы; R_0 – радиус обобщенной системы скважин, $R_0 = \frac{\Pi}{2\pi}$ (здесь Π – периметр места расположения нагнетательных скважин).

Избыточный напор в любой точке неограниченного пласта, расположенной за пределами обобщенной системы на расстоянии от ее центра $r > 1,5R_0$, подсчитывается по формуле для одной скважины.

Избыточный напор в скважине при нагнетании в полуограниченном пласте для практических расчетов с погрешностью не более 5 % определяется по следующим формулам:

– для контура постоянного напора:

$$S = \frac{Q_{\text{сум}}}{2\pi K_{\text{пр}} h} \cdot \ln \frac{3,3 \cdot l}{R_0};$$

– для непроницаемой границы:

$$S = \frac{Q_{\text{сум}}}{2\pi K_{\text{пр}} h} \cdot \ln \frac{1,85 \cdot a \cdot t}{R_0 \cdot l}.$$

Избыточный напор в любой точке полуограниченного пласта, удаленной от площадной системы скважин на расстоянии $r > 1,5R_0$, подсчитывается как для большого колодца, но при этом вместо рас-

хода Q одиночной поглощающей скважины в формулу подставляется суммарный дебит всех поглощающих скважин обобщенной системы $Q_{\text{сум}}$.

1.5. Движение сточных вод в пласте-коллекторе

Для расчета одиночная скважина или группа поглощающих скважин могут быть заменены эквивалентной по расходу укрупненной скважиной. Движение сточных вод далее рассмотрим в однородном неограниченном, полуограниченном пластах и в пласте-полосе в условиях бассейна ($V_e = 0$) и потока ($V_e = \text{const}$).

Движение стоков в однородном неограниченном пласте. При работе поглощающей скважины в условиях бассейна линии тока представляют собой прямые линии [9], радиально расходящиеся от скважины (рис. 1.2).

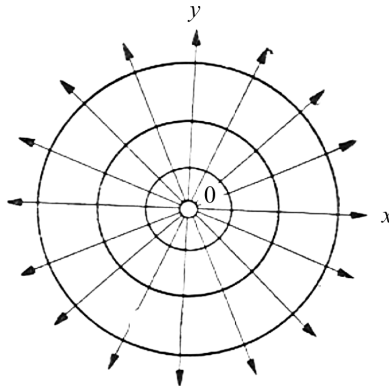


Рис. 1.2. Линии тока в неограниченном пласте в условиях бассейна

Действительная (истинная) скорость движения стоков вдоль линий тока в бассейне

$$V_d = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \cdot K_{\text{п}}},$$

где r – расстояние от скважины, $r = \sqrt{x^2 + y^2}$; x и y – координаты точки, положение движущейся частицы.

Из формулы видно, что скорость по всем направлениям убывает одинаково: обратно пропорционально расстоянию r . При изменении r от 0 до ∞ скорость соответственно изменяется от ∞ до 0.

Время перемещения стоков вблизи от скважины характеризуется выражением

$$T = \frac{\pi h K_n r^2}{Q}.$$

Растекание стоков происходит равномерно по всему пласту, фронт закачиваемой жидкости имеет форму окружности.

В условиях естественного движения подземных вод формируется структура фильтрационного потока, отличная от рассмотренной выше. Плоскорадиальное движение закачиваемой жидкости деформируется и становится плоскокриволинейным.

Поле фильтрационного течения можно разделить на две области: внутреннюю и внешнюю (рис. 1.3). Во внутренней области, прилегающей к скважине, все линии тока заканчиваются на скважине. Во внешней области линии тока обтекают внутреннюю область и минуя скважину. С удалением от внутренней области (вверх и вниз по оси y) искривления линий тока уменьшаются, и они приближаются к прямым линиям естественного плоскопараллельного течения подземных вод. Внутренняя область отделена от внешней нейтральной линией тока MAN . Закачиваемая жидкость распространяется только во внутренней области, называемой областью растекания. Таким образом, при наличии естественного движения подземных вод стоки распространяются не равномерно во все стороны, как в условиях бассейна, а в пределах области растекания. Для того чтобы оценить масштабы загрязнения пласта сточными водами, следует определить размеры области растекания.

Вверх по потоку границей этой области является лежащая на оси x так называемая водораздельная точка A , в которой противоположно направленные скорость естественного течения и скорость, обусловленная действием скважины, взаимно уравниваются, а скорость фильтрации в этой точке равна нулю [9] (см. рис. 1.3).

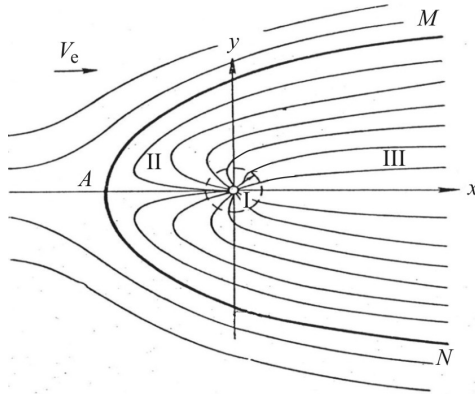


Рис. 1.3. Схема линий тока в неограниченном потоке

Вниз по потоку область растекания распространяется неограниченно. Расстояние от водораздельной точки A до скважины

$$x_A = \frac{Q}{2\pi h V_e}.$$

Ширина области растекания на линии скважины ($x = 0$) и в удалении от нее вниз ($x = \infty$) определяется по формулам:

$$y_0 = \frac{Q}{2hV_e}; \quad y_\infty = \frac{Q}{hV_e}.$$

Таким образом, размеры области растекания пропорциональны дебиту скважины и обратно пропорциональны естественной скорости движения подземных вод. При $V_e \rightarrow 0$ размеры области растекания (ширина, расстояние x_A) возрастают до бесконечности, т.е. охватывают весь пласт.

Анализ характера линий тока внутри области растекания позволил выделить три зоны (см. рис. 1.3). Зона I примыкает к скважине ($x < 0,03Q/(hV_e)$ или $x < 0,2x_A$). Здесь движение жидкости плоскорадиальное и определяется в основном действием скважины. Зона II расположена вверх по потоку между зоной I и водораздельной точкой

кой A , вниз по потоку – между зоной I и точкой с координатой $x \approx 0,6Q/(hV_e)$ или $x \approx 3,5x_A$. Здесь движение жидкости плоскокриволинейное, обусловленное наложением действия скважины на естественный поток подземных вод. Зона III расположена вниз по потоку ($x > 0,6Q/(hV_e)$ или $x > 3,5x_A$). Движение в зоне плоскопараллельное и определяется естественным потоком подземных вод.

В соответствии со структурой течения движение закачиваемой жидкости (стоков) будет происходить следующим образом (рис. 1.4).

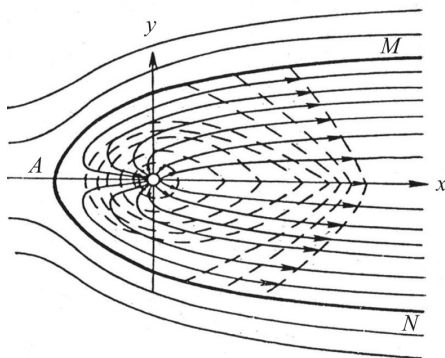


Рис. 1.4. Перемещение фронта закачиваемой жидкости в неограниченном потоке

В зоне I фронт закачиваемой жидкости близок к окружности. В зоне II граница раздела приобретает более сложную форму: быстрее всего стоки движутся по главной линии тока вниз по течению (положительные значения x), и, наоборот, движение замедляется по главной линии тока вверх по течению в сторону водораздельной точки (отрицательные значения x). В зоне III скорости по всем линиям тока примерно одинаковы, движение фронта становится устойчивым и он перемещается параллельно самому себе. При перемещении на большие расстояния образовавшийся в зоне II «язык» постепенно сглаживается и граница раздела выравнивается.

Расчет времени перемещения закачиваемых стоков от скважины до какой-либо фиксированной точки производится по формулам [9]:

– для главной линии тока

$$T_0 = \frac{K_n x_A}{V_e} [\bar{x} - \ln(\bar{x} + 1)];$$

– для других линий тока

$$T = \frac{K_n x_A}{V_e} \left\{ \bar{x} - \ln \left[\cos \bar{y} + \frac{\bar{x}}{\bar{y}} \sin \bar{y} \right] \right\},$$

где x, y – координаты точки; $\bar{x} = x / x_A, \bar{y} = y / x_A$.

Исходя из структуры течения приближенный расчет времени движения стоков в зоне I можно производить по формуле

$T = \frac{\pi h K_n r^2}{Q}$, а в зоне III по формуле $T \approx 0,8 \frac{K_n \Delta x}{V_e}$, где Δx – отрезок

пути по оси x в пределах зоны III.

Движение стоков в полуограниченном пласте. Если поглощающая скважина расположена на расстоянии l от непроницаемого контура и скорость движения подземных вод $V \approx 0$, то уравнение линии тока имеет вид

$$c = \frac{x^2 - y^2 - l^2}{2xy}.$$

В этом случае время движения сточных вод по главной линии тока (ось x) от скважины до точки с координатой x определяется по формуле [9]

$$T_0 = \frac{\pi K_n l^2 h}{Q} \left[\frac{1}{2} (\bar{x}^2 - 1) - \ln \bar{x} \right],$$

где $\bar{x} = x / l$.

Анализ решений показал, что в районе скважины на площади со средним радиусом $r \approx 0,5l$ время движения по различным линиям тока отличается от времени движения в неограниченном пласте не более чем на 15–20 %. Линии тока представляют собой гиперболы (рис. 1.5).

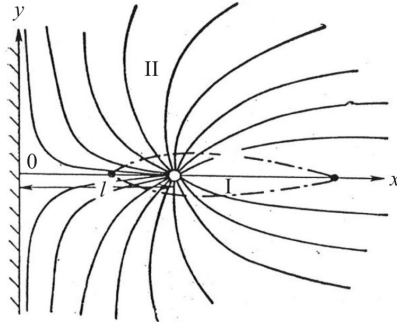


Рис. 1.5. Структура фильтрационного потока в полуограниченном пласте с непроницаемым контуром

Как показал анализ, естественный поток, направленный вдоль непроницаемого контура, деформирует область растекания: она будет асимметричной – сжатой по направлению к непроницаемому контуру и несколько расширенной в противоположном направлении. Однако эта асимметрия незначительна и для оценки размеров области растекания (расстояния до точки перегиба x_A , ширины области растекания y_0 и y_∞) можно использовать соответствующие формулы для неограниченного пласта.

Динамика фронта сточных вод в полуограниченном пласте с непроницаемым контуром представлена на рис. 1.6.

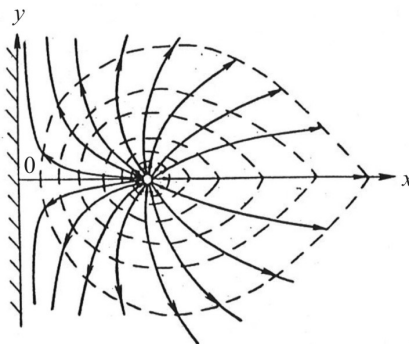


Рис. 1.6. Перемещение фронта загрязнения в полуограниченном пласте с непроницаемой границей

Пример 1.1. Пласт с непроницаемой границей представлен песчаниками средней мощностью $h = 20$ м и пористостью $K_{\text{п}} = 0,1$. Поглощающая скважина расположена от непроницаемой границы на расстоянии $l = 1000$ м, дебит скважины $Q = 300$ м³/сут. Естественное движение подземных вод мало, и им можно пренебречь.

Требуется определить время, за которое сточные воды продвигнутся от границы по главной линии тока на расстояние $x_1 = 1500$ м (от скважины 500 м), на расстояние $x_2 = 2000$ м (от скважины 1000 м).

Поскольку расстояние отсчитывается от непроницаемой границы (начало координат на линии непроницаемого контура), то имеем:

$$\bar{x}_1 = 1500/1000 = 1,5; \quad \bar{x}_2 = 2000/1000 = 2.$$

Тогда время движения стоков по пласту на расстояние 500 м от скважины ($\bar{x}_1 = 1,5$)

$$\begin{aligned} T_0 &= \frac{\pi K_{\text{п}} l^2 h}{Q} \left[\frac{1}{2} (\bar{x}^2 - 1) - \ln \bar{x} \right] = \\ &= \frac{3,14 \cdot 0,1 \cdot 1000^2 \cdot 20}{300} \left[\frac{1}{2} (1,5^2 - 1) - \ln 1,5 \right] = 4400 \text{ сут} \approx 12 \text{ лет.} \end{aligned}$$

Аналогично находим время движения стоков на расстояние 1000 м от скважины ($\bar{x}_2 = 2$):

$$\begin{aligned} T_0 &= \frac{\pi K_{\text{п}} l^2 h}{Q} \left[\frac{1}{2} (\bar{x}^2 - 1) - \ln \bar{x} \right] = \\ &= \frac{3,14 \cdot 0,1 \cdot 1000^2 \cdot 20}{300} \left[\frac{1}{2} (2^2 - 1) - \ln 2 \right] = 16\,200 \text{ сут} \approx 45 \text{ лет.} \end{aligned}$$

Движение стоков в пласте-полосе. Пусть в середине пласта-полосы шириной L с непроницаемыми границами работает поглощающая скважина с постоянным дебитом Q . Примем, что естественная скорость движения подземных вод настолько мала, что ею можно пренебречь, т.е. $V \approx 0$. Для этих условий линии тока имеют вид, представленный на рис. 1.7, и характеризуются уравнением

$$c = \operatorname{ctg} \frac{\pi x}{L} \cdot \operatorname{th} \frac{\pi y}{L}.$$

Здесь главная линия тока – ось y . Согласно этому в пласте-полосе в условиях бассейна можно выделить три зоны движения подземных вод. Зона I примыкает к скважине ($r < 0,2L$), течение в ней плоскорадиальное. В промежуточной зоне II ($0,2L < y < 0,5L$) течение плоскокриволинейное. Во внешней зоне III ($y > 0,5L$) течение плоскопараллельное (см. рис. 1.7).

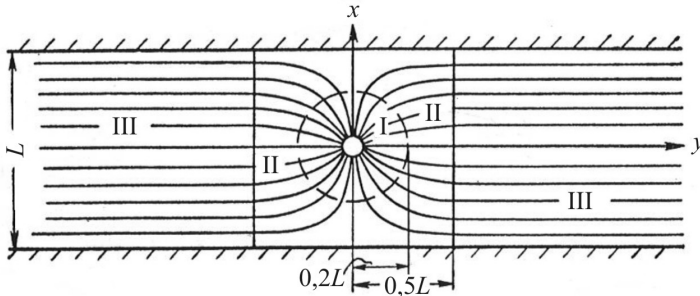


Рис. 1.7. Структура фильтрационного потока в пласте-полосе

Скорость движения жидкости вдоль линии тока при $y > 0,5L$

$$V_{\text{дл}} = \frac{Q}{2LhK_{\text{II}}}.$$

В зоне I стоки распространяются радиально примерно с одинаковой скоростью по всем направлениям. В зоне II равномерность перемещения фронта сточных вод нарушается: с большей скоростью стоки движутся по главной линии тока и с меньшей – по другим линиям тока. В зоне III скорости по всем линиям тока становятся одинаковыми, фронт сточных вод выравнивается и перемещается параллельно самому себе. Динамика распространения сточных вод в пласте-полосе показана на рис. 1.8.

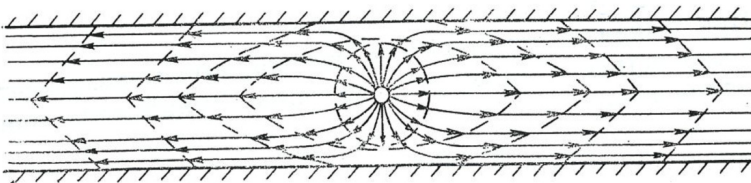


Рис. 1.8. Перемещение фронта загрязнения в пласте-полосе

Время движения стоков вдоль главной линии тока (ось y) от скважины до точки с координатой y определяется по формуле [9]

$$T_0 = \frac{2K_{\Pi} h L^2}{Q\pi} \ln \operatorname{ch} \frac{\pi y}{L}.$$

Это выражение при $L \rightarrow \infty$ переходит в соответствующую формулу для неограниченного пласта в условиях бассейна. Записав это выражение относительно y , получим формулу, позволяющую подсчитать, на какое расстояние от скважины распространяются сточные воды вдоль главной линии тока за время T_0 :

$$y \approx \frac{QT_0}{2K_{\Pi} L h} + \frac{0,7L}{\pi}.$$

При наличии естественного потока, характеризующегося средней скоростью V_e (рис. 1.9), в пласте-полосе образуется область растекания закачиваемой жидкости, ограниченная нейтральной линией тока.

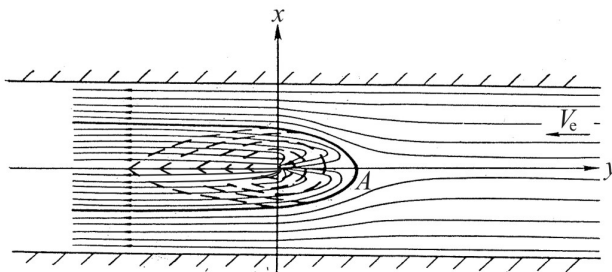


Рис. 1.9. Перемещение фронта загрязнения в пласте-полосе в условиях потока подземных вод

Закачиваемая жидкость (стоки) распространяется только в пределах области растекания. Вниз по потоку длина этой области бесконечна, а вверх по потоку ограничена точкой перегиба A :

$$y_A = \frac{L}{\pi} \operatorname{arth} \frac{Q}{2LV_e h}.$$

Точка перегиба образуется только при условии:

$$Q < 2LV_e h.$$

Физический смысл этого неравенства сводится к следующему. Точка перегиба образуется лишь в том случае, если скорость, обусловленная действием скважины и рассчитываемая по формуле

$$V_{\text{дв}} = \frac{Q}{2LhK_{\Pi}},$$

меньше естественной скорости движения подземных

вод. Анализ выражения $y_A = \frac{L}{\pi} \operatorname{arth} \frac{Q}{2LV_e h}$ показал, что положение

точки перегиба зависит в основном от дебита скважины и скорости естественного потока; влияние ширины пласта L незначительно и при $L > 4000-5000$ м практически не сказывается, особенно при небольшой приемистости скважины. Длина области растекания в пласте-полосе шириной более 3000 м близка к ее длине в неограниченном пласте, и только в узких пластах-полосах ($L < 2000$ м) она заметно больше длины области растекания в неограниченном пласте.

Как и для условий бассейна, в пласте-полосе в условиях естественного движения подземных вод при $\pi x/L < 0,5$ и $\pi y/L < 0,5$, что соответствует $r < 0,2L$, течение близко к плоскорадиальному; в зоне II оно плоскокриволинейное; при $y > 0,5L$ вниз по потоку течение плоскопараллельное прямолинейное.

При $y > 0,5L$ действительная скорость движения подземных вод вниз по потоку

$$V_{\Pi} = \frac{Q}{2LhK_{\Pi}} + \frac{V_e}{K_{\Pi}}.$$

Для времени движения закачиваемой жидкости вдоль главной линии тока (оси y) получена расчетная формула, на основе которой для удобства практических расчетов построен график зависимости безразмерного времени $\bar{T}_0 = T_0/(2L^2hK_n/\pi Q)$ от $\bar{y} = y/L$ и величины $\gamma = LV_e h/Q$ (рис. 1.10).

Для заданного значения \bar{y} по кривой с известным значением параметра $\gamma = LV_e h/Q$ находят приведенное время \bar{T}_0 . Действительное время движения находят умножением приведенного времени \bar{T}_0 на величину $2L^2hK_n/(\pi Q)$.

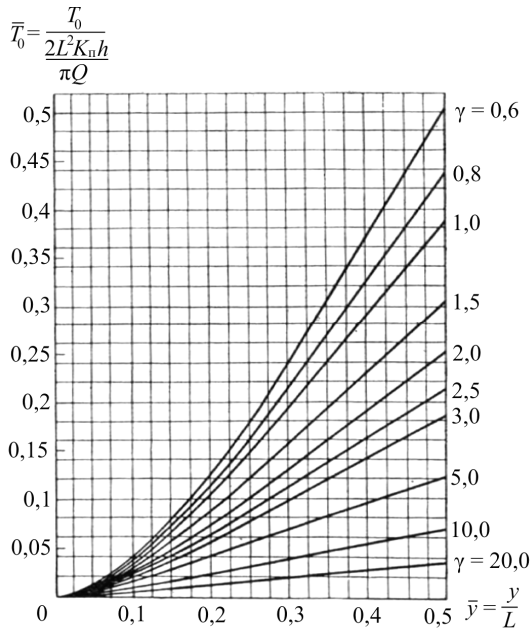


Рис. 1.10. Зависимость времени движения жидкости в пласте-полосе в условиях потока от \bar{y}

График ограничен значением $\bar{y} \leq 0,5$, поскольку при $\bar{y} > 0,5$ течение становится плоскопараллельным и время движения подземных вод в области $\bar{y} > 0,5$ будет определяться простой формулой

$$T_0 = \frac{K_n \Delta y}{\frac{Q}{2Lh} + V_e},$$

где Δy – отрезок пути в области $\bar{y} > 0,5$.

При $y > 0,5L$ движение подземных вод в пласте-полосе плоско-параллельное с постоянной скоростью. Следовательно, время продвижения сточных вод от точки $y_1 = 0,5L$ до конечного положения y может быть определено также по этой формуле.

Естественная скорость движения подземных вод существенно влияет на время движения стоков по пласту-полосе. Это влияние особенно велико при перемещении загрязненных вод на большие расстояния ($\bar{y} > 0,5$). При долгосрочном прогнозе миграции загрязненных вод необходимо учитывать естественную скорость движения подземных вод. Этот вывод подтверждается также результатами расчета времени движения стоков в пласте-полосе с учетом и без учета естественного потока (табл. 1.3) при $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$, $h = 10 \text{ м}$ и $K_n = 0,1$.

Таблица 1.3

Время движения стоков в пласте, сут

Расстояние от скважины до фронта закачиваемой воды y , м	Пласт-полоса					Неограниченный пласт, поток		
	Поток		Бассейн					
	Скорость естественного движения вод V_e , м/сут							
	0,05	0,05	0,01	0	0	0,05	0,01	
	Ширина пласта, м							
	2000	5000	2000	2000	5000	∞	∞	
300	1739	1767	1296	2786	2808	1773	1314	
500	3835	3961	2670	7158	7735	3989	2738	
1000	10 015	10 776	6490	23 426	29 546	10 953	6840	
3000	36 631	42 817	22 473	102 350	193 300	45 076	25 244	

Из расчета следует, что при ширине пласта-полосы $L > 3 \dots 5 \text{ км}$ время распространения загрязненных вод с достаточной для практических целей точностью может определяться по формуле

$$T_0 = \frac{K_n x_A}{V_e} [\bar{x} - \ln(\bar{x} + 1)] \text{ для неограниченного пласта с учетом есте-}$$

ственного потока. На отрезке пути от скважины до точки $0,5L$ перемещение сточных вод обусловлено в основном работой скважины и естественным потоком, влияние границ пласта-полосы здесь незначительно, поэтому на этом отрезке пути (от 0 до $0,5L$ по оси y) используется та же формула, что и для неограниченного пласта с естественным потоком подземных вод.

При определении времени движения сточных вод по этой формуле получены следующие результаты:

Скорость Q/h , м ² /сут	5	10	12,5	16,6
Время T_0 , сут	45 600	36 560	34 450	30 420

Полное время движения сточных вод от скважины до конечной точки y (причем $y > 0,5L$) приближенно определяется по формуле [9]

$$T_0 = \frac{K_n}{V_e} \left(0,5L - \frac{Q}{2\pi h V_e} \ln \frac{\pi L h V_e + Q}{Q} \right) + \frac{2(y - 0,5L) K_n L h}{Q + 2L h V_e}.$$

Возможность такого приближения вытекает также из результатов расчетов. Погрешность приближенной формулы составляет 2–4 %, и она может быть использована для практических расчетов.

Пример 1.2. Поглощающий горизонт приурочен к пласту-полосе с непроницаемыми границами; ширина пласта-полосы $L = 3000$ м. Водоносный горизонт характеризуется средней мощностью $h = 30$ м, пористостью $K_n = 0,1$; скорость фильтрации $V_e = 0,002$ м/с с учетом естественного уклона подземных вод. Расход поглощающей скважины $Q = 300$ м³/сут. Определить время, за которое сточные воды, двигаясь вниз по потоку, пройдут расстояние $y = 1000$ и 2000 м (расстояние y отсчитывается от скважины). Для расчета времени движения стоков на расстояние $y = 1000$ м ($y < 0,5L$) воспользуемся графиком, приведенным на рис. 1.10. Сначала определим величину γ :

$$\gamma = \frac{L V_e h}{Q} = \frac{3000 \cdot 0,002 \cdot 30}{300} = 0,6.$$

Затем по графику находим, что при $\gamma = 0,6$ и $\bar{y} = 1000/3000 = 0,33$ относительное время $\bar{T}_0 = 0,28$. Тогда действительное время

$$T_0 = \bar{T}_0 \frac{2L^2 K_n h}{\pi Q} = 0,28 \frac{2 \cdot 3000^2 \cdot 0,1 \cdot 30}{3,14 \cdot 300} \approx 40 \text{ лет.}$$

Для расчета времени движения стоков на расстояние $y = 2000$ м ($y > 0,5L$) воспользуемся приближенной формулой:

$$\begin{aligned} T_0 &= \frac{K_n}{V_e} \left(0,5L - \frac{Q}{2\pi h V_e} \ln \frac{\pi L h V_e + Q}{Q} \right) + \frac{2(y - 0,5L) K_n L h}{Q + 2L h V_e} = \\ &= \frac{0,1}{0,002} \left(0,5 \cdot 3000 - \frac{300}{2 \cdot 3,14 \cdot 30 \cdot 0,002} \ln \frac{3,14 \cdot 3000 \cdot 30 \cdot 0,002 + 300}{300} \right) + \\ &\quad + \frac{2(2000 - 0,5 \cdot 3000) \cdot 0,1 \cdot 3000 \cdot 30}{300 + 2 \cdot 3000 \cdot 30 \cdot 0,002} \approx 130 \text{ лет.} \end{aligned}$$

Схема поглощающей скважины в полуограниченном пласте с непроницаемым контуром эквивалентна схеме двух поглощающих скважин (с одинаковыми дебитами) в неограниченном пласте. Схема поглощающей скважины в пласте-полосе эквивалентна схеме линейного ряда скважин в неограниченном пласте. Приведенные выше решения применимы для указанных эквивалентных схем и могут быть использованы при расчете необходимого объема для захоронения попутно добываемой на нефтяных промыслах и на промышленных предприятиях воды (стоков) и времени движения ее по пласту.

Глава 2

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ

Для обоснования подземного захоронения промстоков возникает необходимость изучения большого числа разнообразных параметров. Многие из них определяются с помощью методов геофизических исследований скважин. Методы ГИС являются ведущими при изучении неоднородности и деталей строения горизонтов по скважинам, что обусловлено их высокой разрешающей способностью, позволяющей выделить в разрезе пропластки малой мощности. Непрерывная регистрация физических параметров по диаграммам различных методов ГИС по стволу скважины и увязка их с результатами керновых анализов позволяют построить зависимости между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами отложений. Факторами, обуславливающими широкое применение геофизических исследований в скважинах при изыскании возможностей захоронения промстоков, являются также оперативность получения информации, низкие затраты на проведение ГИС и большой накопленный опыт промысловой геофизики, используемый для решения подобных задач.

Захоронение промышленных стоков в различных геолого-геофизических условиях и анализ результатов гидрогеологических исследований позволяет определить следующие основные задачи, наиболее успешно решаемые скважинными геофизическими методами:

1. Оценка характера отложений, вскрытых скважиной, – литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин и их корреляция; выделение коллекторов и слабопроницаемых отложений и определение их глубины залегания и мощности; оценка или определение коллекторских свойств отложений (эффективной мощности, глинистости, общей и активной пористости, проницаемости).

2. Изучение неоднородности исследуемых отложений, и в первую очередь вертикальной фильтрационной неоднородности разреза.

3. Контроль технического состояния скважин – определение интервалов поглощения и притока жидкости, мест затрубной циркуляции, а также качества цементажа затрубного пространства.

4. Контроль за миграцией промстоков в процессе эксплуатации подземных хранилищ.

Задачи первой группы решаются при использовании комплекса скважинных геофизических методов, из которых наиболее широко применяются следующие виды: стандартный каротаж (ПС, КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой и микробоковой каротаж (БК и МБК), микрозондирование (МЗ), индукционный каротаж (ИК); гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК); акустический каротаж (АК); кавернометрия (КВ).

Вертикальная фильтрационная неоднородность изучается при использовании результатов интерпретации вышеуказанного комплекса методов, а также данных испытаний с помощью опробователей пластов, кривых восстановления давления и результатов расходомерии. Последние два метода относятся к методам гидродинамических исследований разрезов скважин.

Контроль за миграцией сточных вод осуществляется по результатам геофизических измерений в наблюдательных скважинах. При этом выбор оптимального комплекса ГИС определяется особенностями физико-химических свойств промстоков и подземных пластовых вод.

2.1. Геофильтрационная схематизация разрезов скважин по данным промыслово-геофизических исследований

Современные гидрогеологические задачи на предварительном этапе исследований могут быть успешно решены только на основе достоверной геофизической информации. Данные ГИС позволяют решать задачи по обоснованию фильтрационной схемы изучаемого месторождения в плане и разрезе, когда оценка фильтрационных

свойств водоносных и водоупорных пород осуществляется экспертным путем.

Значительную роль при миграции промстоков играет неоднородность геологических формаций, используемых для захоронения, и в первую очередь фильтрационная неоднородность глубоких водоносных горизонтов. При изучении неоднородности и литологическом расчленении разрезов скважин методы ГИС являются основными, так как они обеспечивают получение функциональных и корреляционных связей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами горных пород.

Для пластов-коллекторов характерны фациальная изменчивость по площади, изменение мощности по разрезу и существенные изменения их ФЕС. Важнейшими физическими свойствами, которыми характеризуются пласты-коллекторы, являются их пористость, проницаемость, структура порового пространства, содержание связанной воды, электрическое сопротивление и ряд других. Способность пласта-коллектора аккумулировать и отдавать различные флюиды определяется его коллекторскими свойствами, в основном пористостью и проницаемостью. Для промышленной оценки величины пористости необходимо знать открытую пористость, понимая под последней объем всех между собой соединенных пор в долях от объема породы. Проницаемость горных пород характеризует их способность к фильтрации через них жидкости и газа [23]. Проницаемость породы контролируется размерами пор, а не пористостью, поэтому между пористостью и проницаемостью определенных связей нет. Наблюдается лишь общая тенденция к увеличению проницаемости с ростом пористости [13, 25].

С позиций оценки продуктивности залежей наибольший интерес представляют те свойства пород-коллекторов, которые характеризуют их емкость, а также те, которые обеспечивают способность породы пропускать через себя жидкость и газ, т.е. создают возможность движения флюида в пласте. Таким образом, для промыслового геолога наиболее интересны емкостно-фильтрационные свойства породы – коэффициенты открытой пористости $K_{п.о}$ и абсолютной проницаемости $K_{пр}$.

Вопрос о зависимости между ними встал сразу же после того, как в 1856 г. Г. Дарси опубликовал эмпирически установленный им основной закон фильтрации, связывающий расход потока жидкости в пористой среде с перепадом давления [13, 18, 24, 25]. В уравнении Дарси $K_{пр}$ является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации $V_{ф}$ однородной жидкости (газа) и градиентом давления $\Delta p / L$:

$$V_{ф} = K_{пр} \frac{\Delta p}{\mu L} = \frac{Q}{F},$$

где Δp – перепад давления, Па; L – длина пористой среды, м; μ – динамическая вязкость жидкости (газа), Па·с; Q – объемный расход жидкости (газа) в единицу времени ($\text{м}^3/\text{с}$) через сечение F (м^2) пористой среды. Отсюда коэффициент проницаемости (м^2)

$$K_{пр} = Q \mu L / F \Delta p.$$

За единицу проницаемости значением в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{с}$. Физически эта единица измерения проницаемости характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. Практической единицей измерения проницаемости является Дарси (Д), равная $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД).

Пространственное распределение глубинных геофильтрационных элементов разреза, охваченных гидродинамическими испытаниями, отбором керна и его лабораторным исследованием, весьма неравномерно. Наиболее изученными по площади являются нефтяные месторождения и локальные поднятия, в пределах которых проводились поисково-разведочные работы, а по разрезу – продуктивные на нефть и газ горизонты. При недостатке и невысокой достоверности единичных фильтрационных определений в глубоких элементах разреза удовлетворительная экстраинтерполяция факти-

ческих данных может быть получена только на основе геологически обоснованных закономерностей изменения свойств разреза с широким применением методов ГИС. Данные, полученные этими методами, существенно дополняют геологическую и гидрогеологическую документацию разреза, так как они достаточно информативны, а исследования проводятся в обязательном порядке в каждой скважине. Необходимо отметить, что при интерпретации данных ГИС можно получить не только собственно геофизическую, но и геофильтрационную информацию, используя последовательный переход «материалы ГИС – прогноз литологического состава – прогноз геофильтрационных сред». Успешности такого подхода способствует достаточно высокая литолого-фациальная и структурно-тектоническая изученность палеозойских отложений.

По материалам ГИС осуществляется литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин, фильтрационная оценка коллекторов и слабопроницаемых отложений, выделение и прослеживание реперов, с помощью которых можно решить задачу межскважинной корреляции. При гидрогеологической интерпретации данных ГИС выделяемые толщи и пласты горных пород трансформируются в гидрогеологические с наделением их определенными фильтрационными свойствами. В качестве таких геофильтрационных сред (ГФС) в Пермском Прикамье было предложено выделять пять так называемых таксонов, которые оценивают слоистую неоднородность разрезов скважин по проницаемости [16, 19]. Особый интерес представляют таксоны, представленные высокопроницаемыми водоносными горизонтами и флюидоупорами.

В качестве ГФС рассматриваются генетические типы горных пород или элементы геологического разреза (формации, субформации, латеральный ряд формаций) с едиными условиями формирования и пространственного распределения фильтрационных свойств. Так, в соответствии с морфогенетической классификацией В.А. Всеволожского [7], палеозойские отложения Пермского Приуралья могут быть отнесены к трем типам геофильтрационных сред: седиментационно-гранулярному, седиментационно-трещинному и карстовому.

Прогноз ГФС с использованием результатов геофизических исследований скважин целесообразно выполнять в три этапа.

На первом этапе производится расчленение разрезов скважин на толщи, пласты и прослои горных пород, ограниченные определенными геометрическими поверхностями и характеризующиеся определенным набором физических параметров. Такая стандартная обработка результатов геофизических исследований единичной скважины позволяет решать лишь ограниченный круг гидрогеологических задач. Обобщение же результатов интерпретации ГИС на значительной площади позволяет перейти к задаче геофильтрационной стратификации разреза изучаемого участка по выделенным каротажным реперам – маркирующим горизонтам. При этом в качестве последних целесообразно рассматривать хорошо прослеживающиеся и достаточно мощные интервалы водоупорных (глины, аргиллиты, гипсы, ангидриты, плотные известняки и доломиты) и проницаемых (водоносные песчаники, трещиноватые известняки) пород. Дифференциация горных пород с помощью ГИС осуществляется по физическим свойствам пород в зависимости от гранулометрического состава, характера цементации, структурных и текстурных особенностей.

Однозначность интерпретации существенно повышается, если для изучения геологического строения разрезов скважин используется, как минимум, обязательный комплекс методов ГИС (стандартный электрический и радиоактивный каротажи, записанные в вертикальном масштабе 1:500).

После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к детальной их корреляции. Задачей сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС.

Для выявления главных закономерностей разреза и элиминации (мысленного исключения) локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы [17, 18]. Для этого разрез исследуемой скважи-

ны разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет участок кривой ГИС, объединяющий точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра.

Такой подход позволяет решить задачу стратификации разрезов скважин с помощью выделенных на интегральных диаграммах маркирующих (реперных) пластов различных классов, по которым также можно определить глубины сейсмических отражающих горизонтов, интервалы водоносных и водоупорных толщ и т.д. Следует отметить, что иногда корреляцию некоторых частей скважин удается осуществить даже по диаграммам одного геофизического параметра. Обычно для выделения крупных стратиграфических подразделений используются диаграммы стандартного электрокаротажа и акустического каротажа.

На втором этапе гидрогеологической интерпретации ГИС выделяемые толщи и слои горных пород рассматриваются как геофильтрационные таксоны, определяющие слоистую неоднородность разреза. В отсутствие прямых фильтрационных определений для прогноза ГФС на основе ГИС (стандартный зонд А2,0М0,5N и НГК+ГК) вполне достаточно выделять не более пяти следующих условных таксонов [19]:

1) высокопроницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с коэффициентом фильтрации $K_{\phi} > n \cdot 0,1$ м/сут);

2) проницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,01 \dots n \cdot 0,1$ м/сут);

3) низкопроницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,001 \dots n \cdot 0,01$ м/сут);

4) слабоводоупорные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,0001 \dots n \cdot 0,001$ м/сут);

5) высоководоупорные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} < n \cdot 0,0001$ м/сут).

Указанный диапазон фильтрационных характеристик имеет экспертную оценку, основанную на региональных обобщениях фильтрационных характеристик водовмещающих пород, а также на

представлениях о развитии геофильтрационных сред в палеозойском разрезе Пермского Приуралья. Указанные величины фильтрационных характеристик в достаточной степени обеспечивают точность факторно-диапазонных расчетов и моделирования при оценке гидродинамической работы слоистых систем в различных вариантах «упаковок».

Водоносные горизонты, как правило, могут быть представлены песчано-галечниковыми или песчано-конгломератовыми отложениями (1-й таксон) и водоносными карбонатными толщами (2-й таксон), сложенными плотными, но трещиноватыми и закарстованными породами. В соответствии с классификацией ГФС они могут быть отнесены к седиментационно-гранулярным и палеокарстовым средам. При изучении водоносных толщ методами ГИС такие горизонты должны обладать следующими свойствами: пространственной однородностью и изотропностью геоэлектрических характеристик стратоелемента при заметном отличии от смежных толщ; стабильной литификацией водоносных пород; отсутствием в них плотных прослоев с высокими электрическими сопротивлениями и плохими фильтрационными свойствами; невысокой изменчивостью мощности водоносной толщи; стабильностью минерализации подземных вод, насыщающих водоносные породы. При несоблюдении этих условий может потребоваться дополнительная информация за счет расширения набора используемых методов ГИС.

Водоупорные горизонты представлены глинистыми толщами (3-й таксон) и водоупорными толщами, сложенными плотными породами (4-й и 5-й таксоны). Все они могут классифицироваться как ГФС субэндогенного подтипа.

Для водоносных толщ, сложенных плотными трещиноватыми породами, наиболее важной является оценка фильтрационных свойств толщ карбонатных пород в массиве. Если в качестве примера рассматривать какую-либо толщу, то наиболее перспективными по водообильности оказываются интервалы с условным сопротивлением 100–300 Ом·м. Меньшие сопротивления (40–100 Ом·м) в большинстве случаев связаны с глинистой кольматацией карбо-

натных пород, большие (300–1000 Ом·м) характерны для массивных слабопроницаемых пород.

Водоупорные свойства глинистых толщ ухудшаются в случае обогащения их песчаным материалом; при этом соответственно увеличивается их электрическое сопротивление. Более информативным показателем, характеризующим водоупорные свойства глинистых толщ в целом, является продольная проводимость. Действительно, чем больше мощность водоупорных пород и чем ниже их сопротивление (т.е. чем беднее они песчанистым материалом), тем хуже проницаемость этих пород и тем выше проводимость, и наоборот. Что касается водоупорных толщ, сложенных плотными непроницаемыми породами (типичные субэпидогенные ГФС), то в настоящее время возможна только качественная оценка их свойств в массиве. Дополнительную информацию о фильтрационных характеристиках можно получить на основе изучения физических параметров разреза. Так, снижение электрического сопротивления массивных водоупоров часто свидетельствует об усилении трещиноватости, а следовательно, и проницаемости пород. Снижение пластовой или граничной скорости и усиление затухания упругих колебаний, зафиксированных на диаграммах акустического каротажа, также указывает на увеличение трещиноватости пород. В качестве водоупоров могут выступать массивные толщи известняков, гипсов, ангидритов, солей и т.п.

На третьем (заключительном) этапе выполняется корреляция разрезов скважин по диаграммам ГИС. Ее целесообразно начинать с выбора интервалов распространения основных водоносных и водоупорных горизонтов (т.е. с выделения 1-го и 5-го таксонов) в зависимости от конкретных гидрогеологических задач и разрешающей способности методов ГИС. В числе анализируемых геофизических параметров используют электрическое сопротивление горных пород, их естественную и вызванную радиоактивность, интервальное время пробега продольной волны при акустическом каротаже и др. При переходе от разрезов с коллекторами порового типа к разрезам, сложенным коллекторами трещинного и трещинно-кавернозного

типа, к комплексу ГИС добавляется метод ГГК. Весьма эффективно использование интегральных диаграмм стандартного и акустического каротажа [16, 18].

Пример 2.1. Рассмотрим исследования, выполненные для надпродуктивной части разреза Осинского нефтяного месторождения. При построении геоэлектрических разрезов использовались диаграммы стандартного электрокаротажа в интегральной форме по широтному профилю из 26 скважин, что позволило стратифицировать геологический разрез по возрасту (рис. 2.1). Затем по большинству вышеперечисленных скважин было проведено литологическое расчленение по диаграммам ГК и НГК, что дало возможность приблизительно оценить фильтрационные свойства стратозаэлемента и уточнить исходную гидрогеологическую стратификацию.

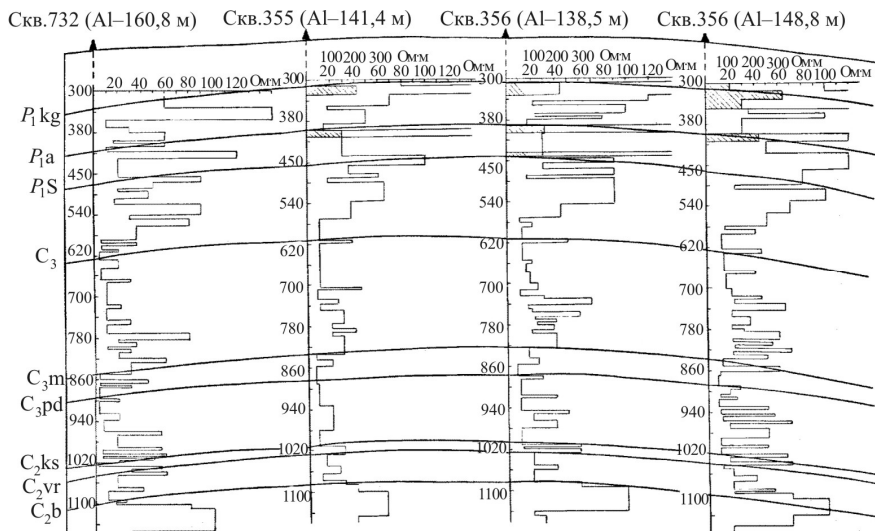


Рис. 2.1. Фрагмент широтного профиля Осинского месторождения, стратиграфически расчлененного по интегральным диаграммам стандартного каротажа

В результате надпродуктивная часть разреза была подразделена на 15 гидрогеологических объектов, отличающихся условиями залегания, возрастом, составом пород и типом коллектора. Каждый гид-

рогеологический объект толщи по величине усредненной проницаемости может быть отнесен к одному из условных геофильтрационных таксонов. Установлено, что разрез надпродуктивной толщи Осинского месторождения, представленный на гидрогеологических профилях (рис. 2.2), разделяется слабопроницаемыми толщами на три водопроводящие зоны.

Верхняя зона распространяется от земной поверхности до кунгурской толщи включительно, средняя зона – от кровли артинских до подошвы верхнекаменноугольных пород и нижняя зона – от мячковских до башкирских отложений включительно. К верхней зоне отнесены четыре объекта: 15-й – четвертичная проницаемая толща, 14-й – верхнепермская проницаемая толща, 13-й – кунгурско-соликамская низкопроницаемая толща и 12-й – кунгурская проницаемая толща.

К средней гидрогеологической зоне относятся породы нижнепермского возраста начиная с артинского слабопроницаемого пласта (11-й объект) и позднекаменноугольные отложения. Этот небольшой по мощности регионально выдержанный горизонт представлен доломитами и доломитистыми известняками.

Нижняя зона содержит четыре гидрогеологических объекта: подольско-мячковско-верхнекаменноугольную проницаемую толщу (4-й), каширскую хорошопроницаемую (3-й), каширскую проницаемую (2-й) и башкирско-верейскую низкопроницаемую толщу (1-й), являющуюся крышкой нефтяной залежи.

В результате выполненных исследований к высокопроницаемым горизонтам (1-й таксон) разреза были отнесены продуктивные отложения башкирского яруса, представленные известняками различной степени проницаемости за счет неравномерной глинистости и вторичных процессов кальцитизации и доломитизации. Водоносный горизонт Бш опробован во многих скважинах месторождения и характеризуется значительным дебитом пластовой воды.

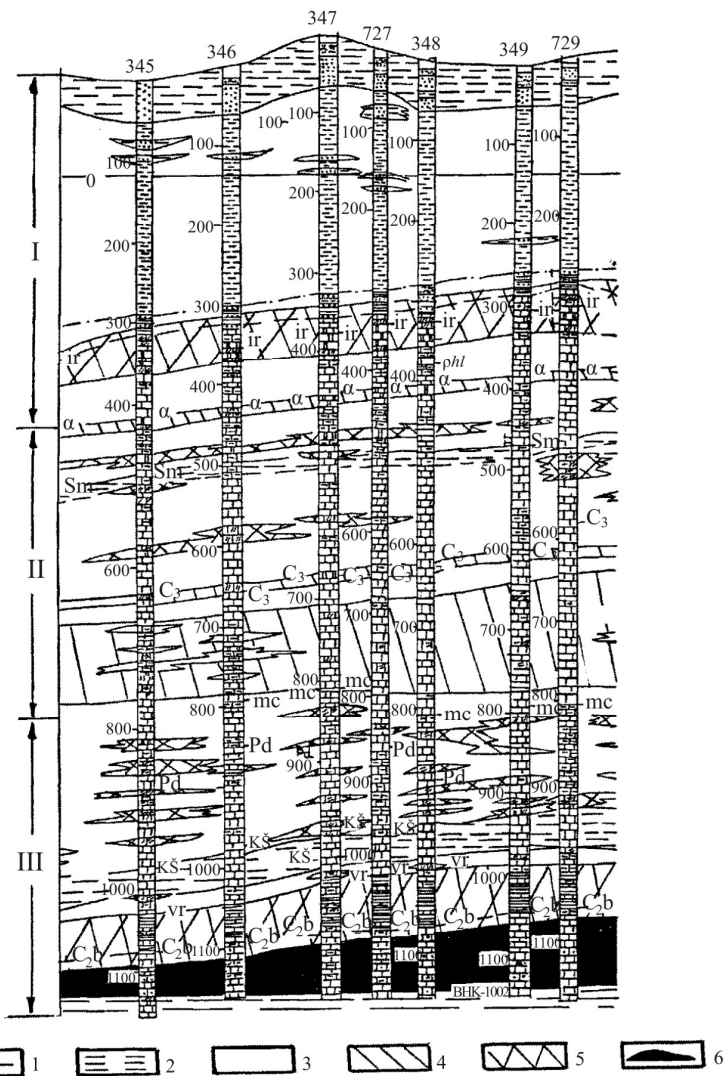


Рис. 2.2. Фрагмент литолого-гидрогеологического профиля Осинского месторождения по данным ГИС: 1 – высокопроницаемые (основные водоносные) горизонты; 2 – проницаемые водоносные горизонты; 3 – низкопроницаемые горизонты; 4 – слабоводоупорные горизонты; 5 – высоководоупорные горизонты (основные водоупоры); 6 – нефтяная залежь; I, II, III – верхняя, средняя, нижняя гидрогеологические зоны

При проходке отложений подольского, каширского и верхней части верейского горизонтов встречены относительно обильные водопроявления. Водоносные горизонты московского яруса (как и башкирского) сложены пористыми трещиноватыми известняками и доломитами. В связи с более низкими фильтрационными свойствами этих водоносных пород по сравнению с водоносными породами башкирского яруса их можно отнести к проницаемым (2-й таксон). В какой-то степени к водонасыщенным толщам 2-го таксона можно отнести также отложения сакмарского яруса.

К низкопроницаемым водоносным горизонтам (3-й таксон) были отнесены элементы разреза, занимающие промежуточное положение относительно водоносных и водоупорных толщ.

К водоупорам 4-го таксона можно отнести слабоводоупорные карбонатные толщи артинского и мячковского горизонтов и верхнего карбона. Они имеют меньшую по сравнению с основными водоупорами мощность и несколько улучшенные фильтрационные свойства.

Основные региональные водоупоры в пределах Осинского месторождения (5-й таксон) сложены либо однородными глинистыми породами (глины соликамского горизонта и аргиллиты верейского яруса), либо непроницаемыми известняками разной степени доломитизации и доломитами (карбонатные отложения иренского горизонта и башкирского яруса).

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что интерпретация материалов ГИС позволяет эффективно провести гидрогеологическую стратификацию разреза и объемное гидрогеологическое картирование на стадиях гидрогеологических исследований, предшествующих прямым фильтрационным определениям.

Следует отметить, что при наличии материалов описания керна и фильтрационных определений (лабораторных, полевых) возможен последовательный переход по схеме «материалы ГИС – литологический состав – пространственная корреляция ГФС».

2.2. Геофизические методы исследования скважин

Оценка характера отложений, пройденных скважиной, проводится по результатам интерпретации материалов геофизических исследований. Рассмотрим основные методы ГИС.

Электрометоды. К этой группе методов ГИС относятся методы, основанные на измерении параметров электрического поля (методы ПС, БКЗ, БК, МБК, МЗ, ИК).

При проведении электрического каротажа *по методу сопротивлений (КС)* литологическое расчленение разрезов скважин, выделение пластов горных пород проводится по их кажущемуся удельному электрическому сопротивлению ρ_k с последующим определением их истинного удельного сопротивления ρ_n .

При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором, изменяются неодинаково [18]. Плотные, монолитные с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости.

Глинистые породы при контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины при прохождении таких пород может значительно увеличиться, а в области контакта глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо раскрескавшейся чешуйками глины.

Изменение пласта-коллектора мощностью h , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением $\rho_{в.п}$ и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной (диаметром d_c) бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт (рис. 2.3).

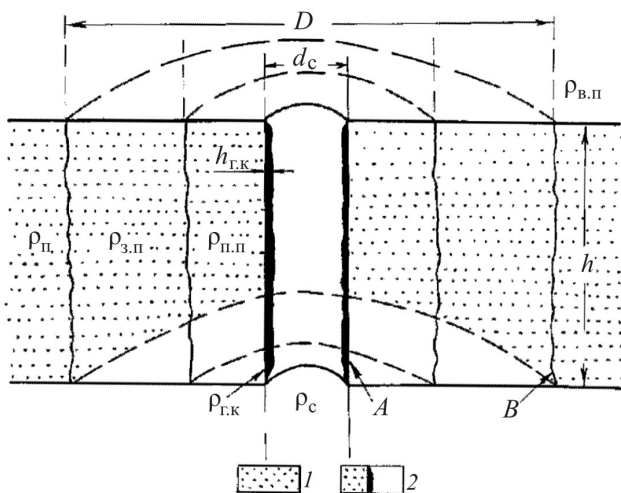


Рис. 2.3. Схема строения проницаемого пласта, вскрытого скважиной: 1 – коллектор; 2 – глинистая корка; А – стенка скважины; В – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта

При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной $h_{г.к}$ с удельным сопротивлением $\rho_{г.к}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром D с удельным сопротивлением $\rho_{з.п}$. Физические свойства в коллекторе при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта с удельным сопротивлением $\rho_{п}$ или $\rho_{в.п}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины. Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное сопротивление $\rho_{п.п}$.

Между промытой зоной и неизменной частью пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора, а коэффициент нефтенасыщенности K_n изменяется от минимального до максимального значения в неизменной части пла-

ста. Неоднородность пласта в радиальном направлении называется радиальной характеристикой среды.

Для водоносных и продуктивных коллекторов отношение $\rho_{п.п}/\rho_c$ (ρ_c – удельное сопротивление бурового раствора в скважине) контролируется в основном параметром пористости P_n . Это означает, что для реальных коллекторов при изменении пористости от 10 до 26 % удельное сопротивление промытой зоны пласта отличается от сопротивления раствора в 8–100 раз. Сопротивление промытой зоны определяется по результатам измерений микрозондов (МЗ), сопротивление зоны проникновения – по кривым БКЗ малого радиуса исследования, истинное удельное сопротивление неизменной части пласта – по кривым БКЗ с большим радиусом исследования.

Метод собственной поляризации (ПС) заключается в регистрации по оси скважины электрических полей (естественных потенциалов в скважине). Происхождение таких потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и в областях контакта промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной степени минерализации.

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и падение потенциала в изучаемой среде: мощности пласта, диаметра скважины, сопротивления пласта, вмещающих пород, промывочной жидкости и пластовой воды, проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт и др. Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов отрицательная аномалия (отклонение) кривой ПС обычно такая же, как и против водоносных. Против глинистых коллекторов она несколько уменьшается. В карбонатном разрезе отрицательными аномалиями на кривой ПС чаще всего отмечаются чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты), как крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные. Метод ПС, до недавнего времени один из важ-

нейших в комплексе ГИС, широко применяется для установления границ пластов и их корреляции, расчленения разреза и выделения коллекторов.

Метод микрозондирования (МЗ) предназначен для выделения очень тонких пластов и исследования пород на небольшую глубину, поэтому размеры микроустановок должны быть меньше диаметра скважины. Чтобы скважина, заполненная буровым раствором, имеющим достаточно низкое сопротивление по сравнению с породой, не оказывала сглаживающего влияния на результаты измерений, электроды микрозондов размещают на башмаке, который прижимается к стенке скважины рессорной пружиной. Поскольку размеры микрозондов малы, сфера исследования их ограничивается частью пласта (промытой зоной), непосредственно прилегающей к стенке скважины. На изолирующей пластине (башмаке) размещают три электрода на расстоянии 25 мм один от другого. Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов – микроградиент-зонда (МГЗ) А 0,025 М 0,025 N с размером АО = 37 мм и микропотенциал-зонда (МПЗ) А 0,05 М с размером АМ = 50 мм. Регистрируемое микрозондом кажущееся сопротивление вычисляется по формуле $\rho_k = K (\Delta U/I)$, а коэффициент микрозонда K определяется экспериментально. Радиус исследования для МГЗ равен его длине (примерно 4 см), а для МПЗ – удвоенной длине зонда (10–12 см). В интервалах фильтрующих коллекторов, имеющих межзерновую пористость (песчаники, проницаемые карбонатные породы и т.п.), с помощью МГЗ исследуют в основном глинистую корку, выстилающую стенку скважины в интервале коллектора. Зондом с большим радиусом исследования (МПЗ) изучают не только глинистую корку, но и часть коллектора, расположенную за ней (промытую зону с удельным сопротивлением $\rho_{п.п}$). Поскольку $\rho_{г.к} < \rho_{п.п}$, показания МГЗ меньше показаний МПЗ. Такое превышение сопротивления получило название положительного превышения и характерно для проницаемых пластов.

Боковой каротаж (БК) – это каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разно-

видностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле является управляемым. Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов) и трехэлектродным зондами. Так, трехэлектродный зонд (БК-3) состоит из трех электродов удлиненной формы. Центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично ему два экранирующих A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов поддерживались одинаковыми. Это достигается путем соединения основного электрода A_0 с экранными через малое сопротивление (0,01 Ом), которое используется также для измерения силы тока через центральный электрод. Такой зонд можно рассматривать как единое проводящее тело, в котором потенциалы всех электродов равны ($U_{A_1} = U_{A_0} = U_{A_2}$), а токовые линии основного электрода вблизи зонда перпендикулярны к его оси. В трехэлектродном зонде ток, вытекающий из A_0 , вследствие экранирования собирается в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска, толщина которого приблизительно равна длине зонда.

Микробоковой каротаж (МБК). Под МБК понимают микрокаротаж с фокусировкой тока. Малые расстояния между электродами в МБК обуславливают небольшую глубину исследования. Однако благодаря наличию экранного электрода A_2 , ток из основного электрода A_0 распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к ее стенке. Интерпретация диаграмм МБК заключается главным образом в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{п.п.}$. В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления ρ_k , полученной МБК, различают плотные и трещиновато-кавернозные породы.

Индукционный каротаж (ИК). Индукционный каротаж является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгод-

но отличается от каротажа обычными зондами и от БК тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом. Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая в ИК, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением.

Радиоактивный каротаж (РК). Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем. Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа, применяемые при изысканиях подземных хранилищ промстоков: гамма-каротаж (ГК), предназначенный для изучения естественного γ -излучения горных пород; гамма-гамма-каротаж (ГГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК), основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов.

Гамма-каротаж (ГК) находит широкое применение для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а иногда и пористости коллекторов, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной. ГК проводится во всех случаях, когда кривая ПС является слабодифференцированной (если скважина заполнена соленым раствором).

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) основан на регистрации характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины.

В этом случае регистрируется жесткий компонент рассеянного γ -излучения и получаемая кривая ГГК несет информацию об изменении объемной плотности окружающей среды. ГГК находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценке их пористости. Данные ГГК используются для изучения и контроля технического состояния скважин, оценки качества тампонажных работ, выявления интервалов притока в скважину флюидов различной плотности, для изыскания подземных хранилищ престоков и другого.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) основан на процессе взаимодействия быстрых нейтронов, испускаемых источником или генератором, с горными породами. Показания НГК существенно зависят от вещественного состава горных пород, и в первую очередь от водородосодержания. Выявлена зависимость между показаниями НГК и пористостью горных пород. НГК используется для расчленения разрезов скважин и их корреляции, выделения водоносных интервалов (особенно в карбонатных отложениях).

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

АК имеет две основные модификации: по скорости и по затуханию колебаний. Акустический каротаж по скорости является основным вариантом и основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами, путем измерения интервального времени (мкс/м):

$$\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{S_3},$$

где S_3 – длина базы зонда.

На рис. 2.4 дано схематическое изображение изломанного луча, по которому колебания от излучателя через породу приходят к приемникам (путь волны). Время пробега Δt упругой волны на единицу

длины и скорость пробега волны $V_{\text{п}}$ определяются по разности времен вступления на втором и первом приемниках ($t_2 - t_1$).

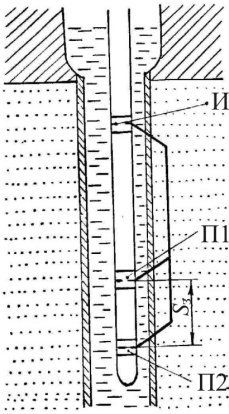


Рис. 2.4. Установка АК с трехэлементным зондом:

И – излучатель; П1
и П2 – приемники

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважиной ($\alpha_{\text{АК}}$ – интенсивность затухания амплитуды волны; A/A_0 – относительная амплитуда колебания, где A – амплитуда регистрируемой волны, A_0 – наибольшее значение амплитуды волны против опорного пласта). Он используется в основном для оценки характера насыщения пород и наиболее эффективен в условиях карбонатного разреза.

Для изучения литологического состава пород используется большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс

ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что методы ГИС обладают разной эффективностью при «узнавании» той или иной литологической разновидности пород. Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств, таких как цвет, твердость, плотность и т.п. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируются на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород. Это своеобразные геофизические параметры: удельное электрическое сопротивление (КС), естественная радиоактивность (ГК) и т.п. Необходимо подчеркнуть, что при геологической интерпретации основное значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения.

2.3. Литологическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС

Терригенный разрез. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности [4, 5, 18].

В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным (КВ), низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями Δt (АК). Среди прочих вмещающих пород можно обособить по крайней мере два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью.

К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами; они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, низкими значениями Δt на диаграммах АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах. Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевритовый или карбонатный материал, для которых характерны показания методов ГИС, типичные для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК (рис. 2.5, табл. 2.1).

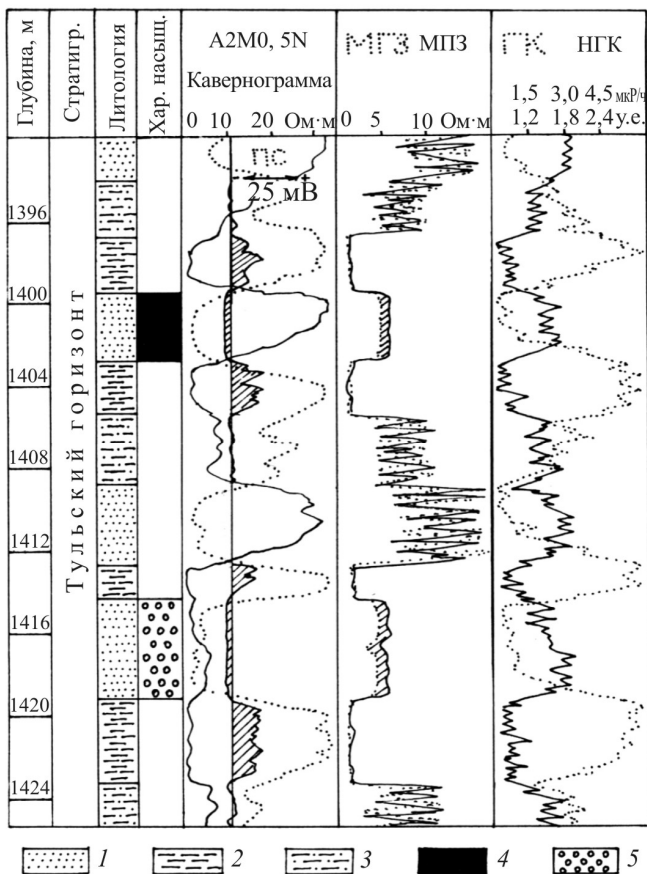


Рис. 2.5. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – нефтенасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микрокаротажа – признаки коллектора

Таблица 2.1

Характеристика литологического состава пород по данным ГИС

Порода	ПС	ГК	НГК	Диаметр скважины	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Глины	Высокие показания. Потенциал тем больше, чем больше дисперсность глин	Высокие показания	Наиболее низкие показания, при большом размахе минимальные	Как правило, увеличение диаметра скважины. Отдельные пласты пластических глин отмечаются сужением диаметра	Наиболее низкие показания микрозондов. Нет приращение между МПЗ и МГЗ	Низкие показания, близкие к показаниям сопротивления бурового раствора
Аргиллиты, глинистые сланцы	То же, что и у глин, или более высокие показания	То же, что и у глин	Низкие (особенно при увеличении диаметра скважины) и средние показания	Различные случаи, чаще всего увеличение диаметра скважины	Показания не характерны	Более высокие, чем у глин. У сильно уплотненных разностей сопротивление увеличивается согласно увеличению плотности
Глины, со-держащие песчаный, алевроитовый, карбонатный материал	Наличие значительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин	Незначительное понижение радиоактивности по сравнению с чистыми глинами	Низкие и средние показания	Увеличение диаметра скважины	Показания более высокие, чем у глин	Незначительное увеличение сопротивления по сравнению с чистыми глинами

Продолжение табл. 2.1

Порода	ПС	ГК	НГК	Диаметр скважины	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Песчаники пористые	Минимальные показания	Низкие показания, увеличивающиеся с ростом содержания глинистого материала	Низкие показания	Сужение диаметра, в случае минерализованных буровых растворов – номинальный диаметр	Невысокие показатели с положительным приращением между МПЗ и МГЗ	В основном низкие и средние. В нефтеносных пластах – высокие. Изменения в больших пределах
Песчаники глинистые	Промежуточные показания	Средние, реже высокие показания	Повышенные показания по сравнению с пористыми песчаниками	Наблюдаются различные случаи, кавернограмма часто иззубрена	Более высокие показания, чем у коллекторов, приращение отсутствует	То же
Песчаники плотные	Различные показания – от минимальных до максимальных	Низкие показания	Повышенные показания (средние и высокие)	Номинальный диаметр скважины	Высокие показания; соотношение между показаниями МПЗ и МГЗ неопределенное	Высокие показания
Алевролиты	Минимум, в ряде случаев с меньшей амплитудой отклонения, чем у чистых песчаников	Низкие и средние показания	Обычно пониженные показания, как у пористых песчаников	Сужение диаметра в случае пористых разностей и частое изменение диаметра в других случаях	Невысокие, в пористых разностях наблюдаются приращенные	Сопротивление такое же, как у пористых песчаников, или несколько выше

Окончание табл. 2.1

Порода	ПС	ГК	НГК	Диаметр скважины	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Известняки, доломиты плотные	Низкие показания	Минимальные показания	Очень высокие показания	Чаще всего номинальный диаметр	Высокие, сильно изменчивые и иззубренные	Очень высокие показатели, особенно у плотных и окрепших известняков
Известняки, глинистые мергели	Повышенные показания (как у глины)	Средние показания, обычно тем больше, чем больше содержания глинистого материала	Средние и низкие показания	Номинальный диаметр или увеличение его	То же	От 10 Ом·м и выше, но много меньше, чем в плотных разностях
Известняки пористые	Низкие показания	Низкие показания	Низкие показания	Появление глинистой корки	Положительные приращения между МПЗ и МГЗ и БК и МБК	От единиц до сотен ом-метров

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы отмечаются обычно низкими показаниями на кривых ПС и ГК, такими же, как показания чистых коллекторов; но наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения Δt на кривых АК.

Выделение песчано-глинистых коллекторов. Песчаные и алевроитовые (слабо сцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы (см. рис. 2.5).

Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин, минимальная активность по кривой ГК и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме.

Для разделения малопористых песчано-алевритовых пород и слабо сцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования, из которых наиболее эффективными являются микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Присутствие глинистого материала в горной породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, на показания ГК, НГК, АК и результаты других методов ГИС. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы.

В глинистых коллекторах амплитуда кривой ПС значительно меньше, чем в чистых песчаных пластах. В ряде случаев глинистый коллектор содержит песчано-алевролитовые и глинистые прослои. Если мощность чередующихся прослоев достигает одного-двух диаметров скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды кривой ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов против отдельных прослоев. Глинистые коллекторы, особен-

но при большой относительной глинистости их, не всегда уверенно выделяются на диаграммах ГИС.

Карбонатный разрез. При расчленении карбонатного разреза по данным ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов (рис. 2.6). Глины хорошо выделяются по диаграммам ГИС, как и в терригенном разрезе. Мергели отмечаются повышенными значениями КС, более высокими, чем глины, но меньшими, чем известняки и доломиты.

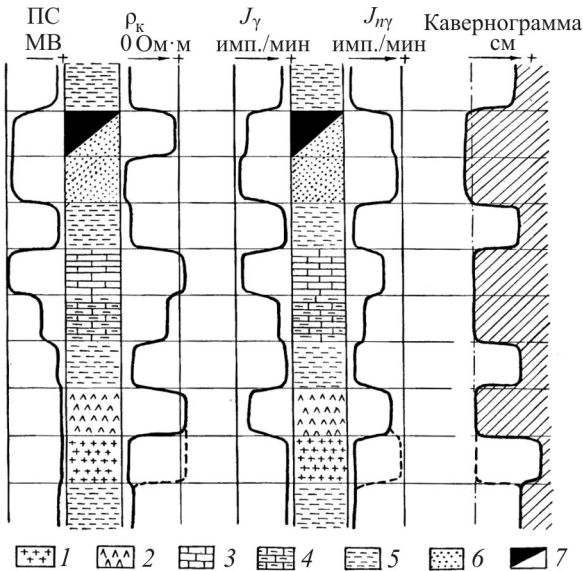


Рис. 2.6. Характеристика различных горных пород по конфигурации кривых ГИС: 1 – соль; 2 – ангидрит; 3 – известняк или доломит плотный; 4 – известняк или доломит глинистый; 5 – глинистая порода; 6 – песчаник; 7 – нефтенасыщенный коллектор

На диаграммах НГК мергелям отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме обычно показания номинального диаметра скважины.

Низкопористые известняки и доломиты расчленяются на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам. Следует отметить, что коллекторы трещинного типа коренным образом отличаются от поровых коллекторов. Так, на практике отмечены случаи, когда вскрытые в разрезе пласты трещинных коллекторов длительное время оставались необнаруженными [23]. Задача выделения трещинных коллекторов может быть решена по диаграммам стандартного комплекса и специальных исследований ГИС.

Максимальные значения сопротивления свойственны плотным карбонатным породам; более низкие значения – пористым и проницаемым разностям. Естественная радиоактивность в чистых известняках и доломитах минимальна и возрастает с повышением глинистости этих пород. Эта зависимость настолько очевидна, что по данным ГК можно оценивать степень глинистости карбонатных пород.

Показания НГК против плотных пород максимальные, в высокопористых и кавернозных породах существенно понижены. Глинистые карбонатные породы также отмечаются низкими значениями НГК. Отличить их от пористых пород удастся путем сопоставления диаграмм НГК с диаграммами ГК и ПС, на которых глинистые породы четко отображаются. В плотных карбонатах диаметр скважины соответствует номинальному, в глинистых разностях и (очень редко) в кавернозных породах отмечается увеличение диаметра, против пористых пород наблюдается образование глинистой корки. Следует отметить, что проследить небольшие изменения диаметра скважины удастся только по кавернограмме повышенной точности. Известняки и доломиты по данным ГИС часто нельзя отличить от песчаников, а также от гипса.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа).

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение

коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей (рис. 2.6 и 2.7).

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным ГИС в общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

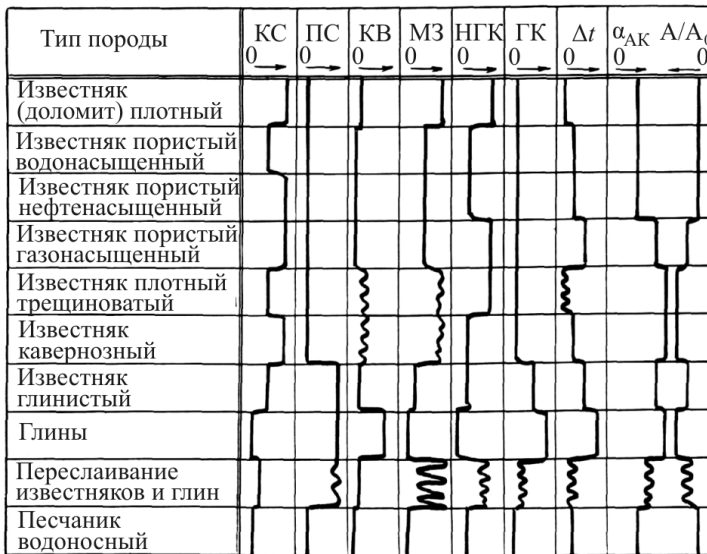


Рис. 2.7. Схематическое изображение кривых ГИС против разновидностей карбонатных пород

Лишь в отдельных районах трещинные породы имеют частные отличительные признаки на кривых ГИС. Так, их можно отметить по показаниям микрокаротажа, фиксирующего отдельные трещины,

и по изрезанности кавернограммы. В благоприятных случаях (неглинистые и негазоносные породы) наличие трещинных коллекторов может быть установлено путем сопоставления и количественного анализа данных электрокаротажа, нейтронного каротажа и результатов анализа керна. Перспективными по обнаружению трещинных коллекторов являются данные акустического каротажа по затуханию. Характерные признаки трещинно-кавернозного коллектора – интенсивное поглощение бурового раствора и резкое увеличение скорости проходки при бурении.

2.4. Определение пористости коллекторов по данным ГИС

Определение пористости терригенных коллекторов. В настоящее время коэффициенты пористости $K_{п}$ определяются, в основном, следующими геофизическими методами [3, 18]:

- по удельному сопротивлению;
- по сопротивлению зоны проникновения;
- по абсолютным значениям аномалии (амплитуды) ПС;
- по относительным значениям аномалии ПС ($A_{ПС}$);
- по показаниям ГК.

В некоторых случаях пористость определяют по скорости распространения упругих продольных волн (АК), по показаниям плотностного гамма-каротажа (ГГК), по плотности нейтронов (ННК), по показаниям искусственного электромагнитного поля (ЯМК) и др., так как обычно эти методы ГИС проводятся в единичных скважинах изучаемых месторождений.

Применение двух первых основных методов ограничено, так как зависимость между параметром пористости $P_{п}$ (относительным сопротивлением) и коэффициентом пористости $K_{п}$ получают в результате экспериментальных исследований и в терригенных отложениях с высоким содержанием глинистого материала. Величина $P_{п}$ существенно зависит от минерализации пластовой воды, что приводит к значительным ошибкам при определении $K_{п}$.

Из двух методов определения $K_{п}$ по диаграммам ПС предпочтения заслуживает метод относительных значений аномалий ПС ($A_{ПС}$),

поскольку при использовании метода абсолютных значений ПС не удается избежать влияния погрешностей в установке масштаба записи кривых ПС и в замерах удельного сопротивления бурового раствора.

В основе метода определения пористости по ГК лежат корреляционные связи между пористостью терригенных пород и глинистостью $K_p = f(C_{гг})$, с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta J_\gamma = f(C_{гг})$ – с другой. Наиболее широко используются методы определения K_p по относительным показаниям ПС и ГК.

Определение K_p по ПС.

В терригенных отложениях K_p определяют по кривой ПС методом двух опорных горизонтов, в качестве которых выбираются глинистые породы, например, малиновского надгоризонта и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки), например, турнейского яруса. Для определения пористости используется относительная величина амплитуды $A_{ПС}$ (рис. 2.8).

Для учета влияния мощности пласта на величину амплитуды потенциала $U_{ПС}^{пл}$ вводится поправочный коэффициент k_h , полученный расчетным путем, для учета влияния нефтенасыщенности пород на величину амплитуды $U_{ПС}^{пл}$ – поправочный коэффициент k_n , определенный по палетке.

С учетом поправочных коэффициентов относительная амплитуда ПС рассчитывается по формуле

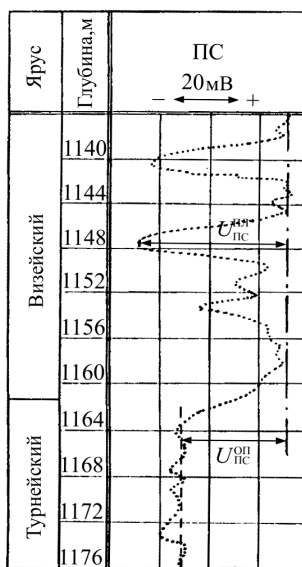


Рис. 2.8. Кривая ПС в терригенных отложениях визейского яруса: ---- – кривая ПС в турнейских известняках; — — — линия «чистых» глин

$$A_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПС}}^{\text{пл}}}{U_{\text{ПС}}^{\text{оп}}} \frac{1}{k_h} \frac{1}{k_n},$$

где $U_{\text{ПС}}^{\text{пл}}$ – аномалия ПС против исследуемого пласта; $U_{\text{ПС}}^{\text{оп}}$ – аномалия ПС против опорного горизонта; k_h и k_n – поправочные коэффициенты на мощность пласта и нефтенасыщенность.

Величину $U_{\text{ПС}}$ можно измерять в милливольтгах, сантиметрах, клеточках диаграммной бумаги и в других единицах. Поправка k_h для маломощных коллекторов определяется по зависимости, учитывающей толщину коллектора и диаметр скважины. Для водонасыщенных коллекторов поправка k_n не вводится. Обычно $K_{\text{п}}$ по ПС определяется лишь в том случае, когда ρ_c больше 0,3 Ом·м (пресный буровой раствор). Если мощность нефтенасыщенного пласта больше 3 м, то обязательно определяется величина ρ_n ; если меньше 3 м, то вводят поправку $k_n = 0,98$.

Для определения пористости коллекторов этим методом строится зависимость $A_{\text{ПС}} = f(K_{\text{п}})$ с использованием значения $K_{\text{п}}$, определенного по керну изучаемого месторождения, или зависимостей, характерных для соседних, более изученных месторождений.

Определение K_n по ГК. Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используется относительное значение гамма-активности пластов-коллекторов – двойной разностный параметр ΔJ_γ . В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турнейского яруса с минимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ min}}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ max}}$) (рис. 2.9).

Параметр ΔJ_γ рассчитывается по формуле

$$\Delta J_\gamma = \frac{(J_{\gamma \text{ пл}} - J_{\gamma \text{ min}}) \pm \delta J_\gamma}{J_{\gamma \text{ max}} - J_{\gamma \text{ min}}},$$

где $J_{\gamma \text{ пл}}$, $J_{\gamma \text{ max}}$, $J_{\gamma \text{ min}}$ – значение интенсивности естественной радиоактивности по ГК соответственно против пласта-коллектора, глин, плотных известняков; δJ_{γ} – поправка, учитывающая изменения регистрируемой интенсивности γ -излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки t и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \leq 4Vt / 3600$.

Для определения $K_{\text{п}}$ по ГК используют зависимость $\Delta J_{\gamma} = f(K_{\text{п}})$ для изучаемого месторождения.

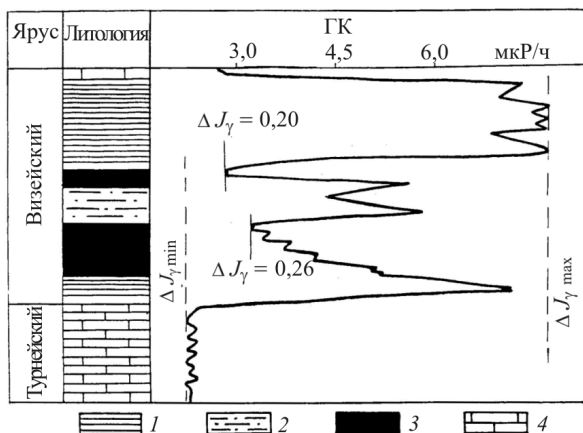


Рис. 2.9. Расчет ΔJ_{γ} по диаграмме ГК: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – коллектор; 4 – известняк

Определение пористости карбонатных пород. Пористость пластов-коллекторов в карбонатных отложениях чаще всего определяется по диаграммам НГК способом двух опорных горизонтов и по диаграммам ННКТ по кривой объемного влагосодержания W . В первом случае в качестве опорных горизонтов принимаются плотные карбонатные породы (непроницаемые известняки и доломиты) ($J_{\text{пл}}$), например известняки башкирского и турнейского ярусов, и глинистые породы ($J_{\text{глин}}$), например глинистые породы верейского и тульского горизонтов. Пористость определяется обычно для проницаемых прослоев (показания $J_{\text{пл}}$) с $h = 1$ м, для которых

не требуется введения поправок на инерционность аппаратуры при расчете разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$. В принципе, для пластов малой мощности ($h \leq 3Vt/3600$) может быть введена поправка на инерционность аппаратуры.

Для получения значения $\Delta J_{n\gamma}$ используют формулу

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma \text{ пл}} - J_{n\gamma \text{ глин}})/(J_{n\gamma \text{ плот}} - J_{n\gamma \text{ глин}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК:

$$J_{n\gamma \text{ пл}}^{\text{испр}} = J_{n\gamma \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}; \quad J_{n\gamma \text{ плот}} = J_{n\gamma \text{ max}} - kJ_{\gamma \text{ min}}; \quad J_{n\gamma \text{ глин}} = J_{n\gamma \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}},$$

где $J_{n\gamma \text{ пл}}^{\text{испр}}$ и $J_{n\gamma \text{ пл}}$ – исправленные и текущие показания НГК против интерпретируемого пласта-коллектора; $J_{\gamma \text{ пл}}$ – текущие показания ГК против пласта-коллектора; $J_{n\gamma \text{ max}}$ – максимальные показания НГК против плотных пород; $J_{n\gamma \text{ min}}$ – минимальные показания НГК против глин; $J_{\gamma \text{ max}}$ – максимальные показания ГК против глин; $J_{\gamma \text{ min}}$ – минимальные показания ГК против плотных пород; k – аппаратный коэффициент.

При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками (BC) $k = 0,625$, со сцинтилляционными счетчиками $k = 0,3$ (аппаратура ДРСТ-1) или $k = 0,2$ (аппаратура ДРСТ-3).

Полная формула определения $\Delta J_{n\gamma}$ (с поправками) имеет вид

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{(J_{n\gamma \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}) - (J_{n\gamma \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}{(J_{n\gamma \text{ max}} - kJ_{\gamma \text{ min}}) - (J_{n\gamma \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}.$$

Все значения $J_{n\gamma}$ и J_{γ} переводятся в имп./мин согласно коэффициенту перехода, выдаваемому для каждой скважины. При оперативном расчете $\Delta J_{n\gamma}$ по вышеприведенной формуле показания $J_{\gamma \text{ пл}}$ обычно заменяют на фоновые значения $J_{\gamma \text{ min}}$. Для определения $K_{\text{п}}$ по НГК используют зависимость $\Delta J_{n\gamma} = f(K_{\text{п}})$, построенную для изучаемого месторождения.

При определении $K_{п}$ по диаграммам ННКТ используются методические указания по определению пористости по данным радиокаротажа, выполненного аппаратурой РКС-3. При этом интерпретируют не саму кривую ННКТ, а кривую водосодержания W .

2.5. Оценка фильтрационно-емкостных свойств водоносных горизонтов по данным ГИС

Первоочередная задача при обосновании проектирования полигонов захоронения промстоков – получение объективных представлений о геофильтрационном строении будущего полигона в плане и разрезе. Такая задача может быть успешно решена по результатам интерпретации данных ГИС с использованием гидродинамического моделирования на основе достоверной геофильтрационной схематизации разреза. Последнее представляет наибольшую проблему при изучении динамики подземных вод.

Особый интерес вызывают региональные и локальные водоупоры в разрезе скважин, а также буферная зона, которая характеризуется в основном вертикальными перетоками в отличие от проницаемых толщ, характеризующихся перетоками разнообразного направления (горизонтальными, вертикальными, радиальными).

Применение методов ГИС в гидрогеологических целях основано на использовании различий в физических свойствах горных пород. Эти различия зависят от минерального и гранулометрического состава пород, их текстурных и структурных особенностей, состава и концентрации поровых электролитов, характера цементации и т.п.

Оценка ФЕС водоносных горизонтов проводится в целях выделения в разрезах скважин интервалов приемистости для подземного захоронения промстоков и получения геофильтрационной информации для построения гидродинамической модели полигона захоронения. Интервалы закачки стоков выбираются на основе получаемых в результате интерпретации данных ГИС геолого-гидрогеологических показателей фильтрационных свойств водовмещающих пород. Для обеспечения экологической безопасности оценивается также степень изоляции полигона захоронения региональными флюидоупорами.

В условиях отсутствия прямых определений фильтрационных параметров водоносных горизонтов их оценка осуществляется путем определения пористости по материалам ГИС с последующим расчетом проницаемости.

Пример 2.2. Рассмотрим оценку ФЕС водоносных горизонтов для захоронения нефтепромысловых стоков на примере верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений месторождений платформенной части Пермского Прикамья.

Для оценки в основном использовались показания стандартного каротажа двухметровым зондом А2.0М0.5N с записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС) и диаграммы радиоактивного каротажа (ГК и НГК), записанные в масштабе 1:500 по всему стволу скважины. Интерпретация диаграмм ГИС осуществлялась при обосновании гидрогеологической оценки и выбора объектов для подземного захоронения нефтепромысловых стоков в интервале: кровля радаевского горизонта – подошва тиманской терригенной пачки. Возможность закачки промстоков определялась наличием в глубоких горизонтах разреза скважин интервалов пористых и достаточно проницаемых пород и изолирующих их флюидоупоров.

В скважинах изучаемых месторождений не были проведены специальные гидродинамические исследования по определению приемистости и гидродинамических параметров. Поэтому была проведена экспертная оценка ФЕС интервалов, предназначенных для закачки стоков (с последующей экстраинтерполяцией) по результатам интерпретации материалов ГИС.

Интерпретация диаграмм ГИС включала в себя:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин, выделение пластов-коллекторов и определение характера их насыщения.
2. Определение пористости и проницаемости пластов-коллекторов.
3. Определение границ водоупоров, их толщин и литологического состава.
4. Построение схемы корреляции по скважинам турнейско-франского комплекса.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по комплексу ГИС по общепринятой методике.

При определении коэффициента пористости $K_{п}$ продуктивных пород использовалась петрофизическая зависимость $\Delta J_{n\gamma} = f(K_{п}^{кern})$, построенная для турнейских карбонатных отложений рассматриваемых месторождений по диаграммам НГК (рис. 2.10). Она характеризуется высокой теснотой связи (коэффициент корреляции $R = 0,90$) и имеет следующий аналитический вид:

$$K_{п} = -10,766 \ln \Delta J_{n\gamma} + 0,247.$$

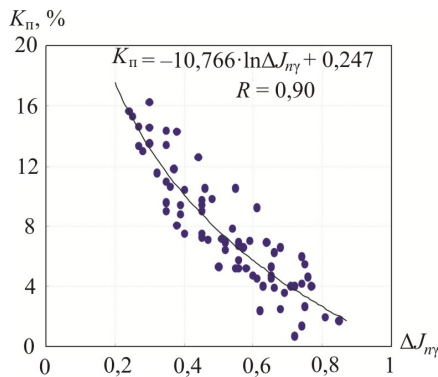


Рис. 2.10. Зависимость пористости от двойного разностного параметра для карбонатных пород турнейского яруса

Для определения $K_{п}$ использовалась зависимость между показаниями двойного разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$ и значениями пористости $K_{п}$, определенными по керну в лабораторных условиях. Расчет значений двойного разностного параметра проводился по формуле

$$\Delta J_{n\gamma_{пл}} = \frac{(J_{n\gamma_{пл}} - kJ_{\gamma_{пл}}) - (J_{n\gamma_{мин}} - kJ_{\gamma_{макс}})}{(J_{n\gamma_{макс}} - kJ_{\gamma_{мин}}) - (J_{n\gamma_{мин}} - kJ_{\gamma_{макс}})},$$

где $J_{ny \text{ пл}}$, $J_{ny \text{ max}}$, $J_{ny \text{ min}}$ – текущие показания НГК соответственно против интерпретируемого пласта-коллектора, максимальные и минимальные показания против опорных горизонтов; $J_{\gamma \text{ пл}}$, $J_{\gamma \text{ min}}$, $J_{\gamma \text{ max}}$ – текущие показания ГК соответственно против интерпретируемого пласта-коллектора, максимальные и минимальные показания против опорных горизонтов; k – аппаратный коэффициент.

В качестве опорных горизонтов на диаграммах НГК принимались выдержанные по площади плотные карбонатные породы турнейского яруса с высокими показаниями НГК и глинистые породы радаевского горизонта с минимальными значениями НГК.

Для определения проницаемости пластов-коллекторов была использована существующая зависимость между пористостью и проницаемостью, полученная в результате керновых исследований в лабораторных условиях для отложений турнейско-фаменского возраста. Зависимость $K_{\text{п}} = f(K_{\text{пр}})$ характеризуется высокой теснотой связи ($R^2 = 0,8536$) и имеет следующее аналитическое выражение:

$$K_{\text{пр}} = 3 \cdot 10^{-7} K_{\text{п}}^{6,8955}.$$

Водоупорные интервалы представлены глинистыми толщами радаевского горизонта и глинисто-терригенными отложениями в верхней части тиманской терригенной пачки, а также плотными породами карбонатного состава саргаевского горизонта.

Результаты интерпретации данных ГИС по выделению проницаемых пластов и водоупоров по скважине 391 Быркинского месторождения приведены в табл. 2.2.

Далее строится корреляционная схема с указанием границ проницаемых интервалов по разрезу скважин, перспективных для закачки промстоков, и флюидоупоров.

Следует отметить, что в данном примере для определения проницаемости пластов-коллекторов использовалась зависимость между пористостью и проницаемостью, полученная в результате керновых исследований в лабораторных условиях.

Таблица 2.2

Проницаемые интервалы и флюидоупоры

Возраст отложений	Глубина кровли пласта, м	Мощность пласта, м	Интервал проницаемого прослоя, м	Толщина прослоя, м	Характер насыщения	$\Delta J_{гр}$	K_p , %	$K_{пр}$, мД
Радаевский	1385,0	45,0	Глинистый флюидоупор					
Турнейский	1430,0	53,0	1433–1437	4,0	Н	0,27	14,4	29,1
			1452–1454	2,0	Н	0,29	13,5	18,7
			1458–1463	5,0	Н	0,32	12,6	11,6
			1479–1483	4,0	В	0,05	32,8	8500
Фаменский	1488,0	312,0	1517–1520	3,0	В	0,32	12,6	11,6
			1534–1539	5,0	В	0,27	14,4	29,1
			1550–1554	4,0	В	0,43	9,1	1,23
			1684–1689	5,0	В	0,40	10,1	2,53
							
			1810–1814	4,0	В	0,32	12,6	11,6
Франский	1824,0	228,0	1824–1829	5,0	В	0,17	19,3	220
			1839–1843	4,0	В	0,22	16,5	74,5
			1851–1854	3,0	В	0,22	16,5	74,5
							
			1997–2000	3,0	В	0,34	11,8	7,38
Саргаевский	2052,0	13,0	Карбонатный флюидоупор					
Тиман. тер.	2065,0	25,0	Глинисто-терригенный флюидоупор					

Проницаемость выступает как некоторый коэффициент пропорциональности. Приведенная выше формула и в наше время является основной при определении $K_{пр}$ опытным путем. Однако на практике опытное определение проницаемости по многим предлагаемым методикам определения проницаемости (Ч. Сликтер, Г. Козени, Л.Ф. Дементьев, Е.И. Семин, А.А. Ханин и др.) непосредственно через емкостно-фильтрационные свойства пластов-коллекторов, которые определяются главным образом их структурно-текстурными особенностями, не удовлетворяет многих исследователей. Множество литологических факторов весьма сложным образом влияют на пористость и проницаемость, поэтому определение

проницаемости по образцам горных пород по предлагаемым методикам дает неудовлетворительные результаты.

Результаты лабораторного изучения ФЕС горных пород по керну для характеристики их коллекторских свойств недостаточны, так как в целом пласт-коллектор (продуктивный интервал) несравнимо более неоднороден, чем взятый из него керн. Поэтому перенесение результатов точечного изучения на весь пласт может быть одним из серьезных источников ошибок.

Лабораторное изучение кернов, взятых из разных точек пласта, не дает полного представления о фильтрационных способностях всего пласта. Только изучение коллекторских свойств в природных условиях на сравнительно большом интервале пласта может реально отразить его фильтрующую способность и выявить истинное значение гидродинамических показаний пласта. Поэтому гидродинамические исследования скважин имеют исключительно важное значение при оценке пласта [13].

Для получения более объективных результатов при определении проницаемости лучше воспользоваться зависимостью между геофизическим параметром и гидродинамической проницаемостью.

2.6. Определение гидродинамических параметров по данным ГИС

Геофизические характеристики продуктивных пластов ($A_{ПС}$, ΔJ_{γ} , ΔJ_{ny} , Δt и т.п.) обычно используются для построения различных геологических моделей залежей углеводородного сырья (карт пористости, профилей, корреляционных схем и пр.) с целью подсчета запасов нефти и газа. В процессе же разработки залежей данные геофизических исследований скважин практически не используются. Между тем данные ГИС, полученные на ранней стадии, т.е. непосредственно после бурения скважин, можно успешно использовать и в процессе эксплуатации скважин при сопоставлении с данными гидродинамических исследований (ГДИ). Это подтверждается на примере нефтяных месторождений Пермского края, при разра-

ботке которых наряду с эксплуатационными характеристиками скважин используются и геофизические параметры.

Метод оценки коэффициента проницаемости с помощью опробователей на кабеле (ОПК) основан на том, что гидродинамические параметры, полученные при опробовании (объем пластовой жидкости, поступающей в пробоотборник, скорость ее притока и характер изменения давления в процессе опробования), тесно связаны с гидродинамическим коэффициентом проницаемости породы $K_{пр}^{гд}$. При таких исследованиях записывают кривую изменения давления, на основании которой с учетом объема флюида, поступившего из пласта, рассчитывают $K_{пр}^{гд}$.

Метод позволяет проводить детальные исследования фильтрационных свойств отдельных участков продуктивных пластов и уточнить эффективную мощность коллектора и его вероятную продуктивность.

Определение $K_{пр}^{гд}$ с помощью испытателей пластов на трубах (ИПТ) осуществляется при использовании комплекта испытательных инструментов (КИИ). Оно основано на возможности определения коэффициента гидропроводности по формуле

$$\eta_{пр} = K_{пр}^{гд} h/\mu \approx Q/\Delta p,$$

где $K_{пр}^{гд}$ – коэффициент средней проницаемости отдающего интервала; h – эффективная мощность пласта; μ – вязкость фильтрующейся жидкости; Q – дебит скважины; Δp – перепад давления на границе скважина – пласт. Гидропроводность пластов оценивается по кривым восстановления давления (КВД), аналогичным кривым давления, получаемым с помощью ОПК [4].

Как указывалось некоторыми исследователями, оптимальным является получение связи между значениями $K_{пр}^{гд}$, определяемыми гидродинамическими методами, и геофизическими параметрами типа ΔJ_{γ} , $\Delta J_{n\gamma}$, $A_{ПС}$, Δt [29].

Подход, основанный на комплексной интерпретации гидродинамических и геофизических материалов, является весьма перспективным для получения информации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, с помощью рассчитанных зависимостей вида *гидродинамический параметр* = f (*геофизический параметр*). Использование таких зависимостей, например результатов потокометрии, в комплексе с ГИС позволяет более уверенно оценить динамику работы каждого из выявленных в разрезе скважины пластов-коллекторов и охарактеризовать потенциальные добывные возможности скважин. Более того, реализация возможности получения с помощью данных ГИС информации о начальных гидродинамических параметрах (продуктивность, гидропроводность, проницаемость и др.) в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, позволяет выйти на более оптимальные схемы разработки нефтяных месторождений.

Интерпретацией промыслово-геофизических материалов занимались многие исследователи. Так, Б.Ю. Вендельштейн и Н.В. Царева [4] считают, что для сопоставления геофизических параметров с коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод}}$ оснований значительно больше, чем для сопоставления $K_{\text{прод}}$ с данными керна. Коэффициент продуктивности и физические параметры коллектора, рассчитанные по данным ГИС, имеют общую природу в том смысле, что являются *интегральными*, характеризующими геологический объект в целом. Это хорошо видно при сопоставлении объемов объектов исследований по данным керна, геофизических и промысловых исследований (табл. 2.3 и рис. 2.11).

Таблица 2.3

Сопоставление исследуемых объектов
при толщине пласта 1 м

Виды исследований	Размеры, м	Объем, м ³
Анализ керна (образец)	Радиус 0,05	0,000785
	Длина 0,1	
Методы ГИС	Радиус до 5	78,54
Методы гидродинамических исследований	Радиус до 50	7854

Например, образец керна имеет объем более чем в 400 000 раз меньше объема объекта исследований, охарактеризованного по данным промысловых методов. В свою очередь, объемы объектов исследований по данным геофизических и гидродинамических методов отличаются один от другого не более чем в 100 раз и более сопоставимы друг с другом.

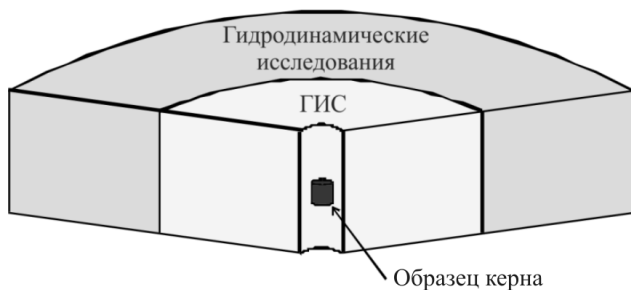


Рис. 2.11. Сопоставление объемов объектов исследований в скважине разными методами

Не случайно разброс точек на графике $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{прод,уд}})$ весьма значительный, поэтому Л.И. Орлов и другие исследователи [18] пришли к выводу о том, что проницаемость, определенная по материалам ГИС, выше, чем определенная по керну, и более согласуется с данными гидродинамических исследований. И.И. Башлыкин [1] также отметил, что значения проницаемости, определенные по гидродинамическим исследованиям и данным ГИС, наиболее сопоставимы между собой.

Это объясняется тем, что в лабораторных условиях проницаемость определяется по образцам керна, как правило, без видимых макротрещин, характерных для натуральных условий. Невысокий коэффициент корреляции зависимости $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{прод,уд}})$ обусловлен в основном причинами геологическими (разнообразие физических свойств флюидов, степень неоднородности продуктивного пласта по

разрезу), технологическими (различие в характере вскрытия и опробования пластов, толщин стенок обсадных труб и цементного кольца) и математическими (степень достоверности средних величин проницаемости, зависящих от количества анализов, приходящихся на пласт толщиной 1 м, достоверности единичных анализов и др.). Кроме того, керн, как известно, извлекается из наиболее плотных участков продуктивных интервалов. Не случайно поэтому зависимость $K_{\text{пр}}^{\text{ГД}} = f(K_{\text{прод.уд}})$, построенная с использованием значений гидродинамической проницаемости $K_{\text{пр}}^{\text{ГД}}$, характеризуется более высокой теснотой связи.

Среди методов ГИС, используемых для определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов, наиболее эффективным является радиоактивный каротаж (в том числе и метод естественной радиоактивности (ГК), показания которого определяются минеральным составом коллекторов и содержанием глинистого материала в скелете породы).

При разработке нефтяных и газовых залежей весьма важным является помимо точного определения нижних пределов проницаемости и продуктивности, зависящих от рентабельного минимального дебита, вязкости нефти и перепада давления, при которых еще возможно извлечение нефти при заводнении залежей, также получение информации об интервалах поглощающих горизонтов для захоронения промстоков.

Прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания по данным ГИС представляет собой перспективное направление, так как комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволяет не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка, но и среди всех выделенных по данным ГИС пластов-коллекторов определить наиболее перспективные по приемистости.

2.7. Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров

В современных экономических условиях обоснование захоронения нефтепромысловых стоков и эффективное управление процессом их закачки выполняются на основе детального учета особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и результатов техногенного воздействия на коллекторы и водоупоры. Для этого обобщаются результаты исследований, полученных на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов по определению гидродинамических параметров пластов-коллекторов в скважинах, не охваченных гидродинамическими исследованиями. Решение задач совместной обработки данных геофизических и гидродинамических исследований скважин до сих пор остается нерешенной научной проблемой. Получение же необходимой геофизической информации в безыспытательных скважинах позволяет выявить пространственные закономерности изменения проницаемости пластов-коллекторов при моделировании полигонов и более полно и дифференцированно оценить возможности скважин для закачки промстоков [18].

Емкостные характеристики коллекторов, определенные по данным ГИС, широко используются при подсчете запасов углеводородного сырья. При разработке же залежей нефти и газа материалы ГИС практически не используются (в том числе, например, и для оценки фильтрационных свойств продуктивных интервалов).

Совместное использование этой информации, а также данных о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет строить весьма информативные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования полигонов захоронения.

Пример 2.3. Эффективность комплексного подхода подтверждается на примере изучения нефтяных месторождений Пермского Прикамья, для которых были проведены попарные сопоставления геофизических (ΔJ_{γ}) и гидродинамических (коэффициент проницаемости $K_{пр}^{гд}$) параметров.

Построенные зависимости вида *геофизический параметр – гидродинамическая проницаемость* весьма информативны, а разработанная методика использования зависимости $K_{\text{пр}}^{\text{ГДИ}} = f(\Delta J_{\gamma})$ для оценки проницаемости успешно опробована. По этим данным была построена серия карт проницаемости по ряду месторождений Пермского Прикамья.

В качестве примера объекта исследований рассмотрим один из продуктивных интервалов визейских терригенных отложений Чураковского месторождения. Зависимость $K_{\text{пр}}^{\text{ГДИ}} = f(\Delta J_{\gamma})$ для этого месторождения имеет следующее аналитическое выражение: $K_{\text{пр}}^{\text{ГДИ}} = 1,6574e^{-17,573 \cdot \Delta J_{\gamma}}$, которое характеризуется высокой теснотой связи ($R = 0,93$).

На рис. 2.12 представлен фрагмент карты проницаемости пласта Бб₂ Чураковского месторождения, построенной по результатам ГДИ, проведенных лишь в пяти скважинах из 139.

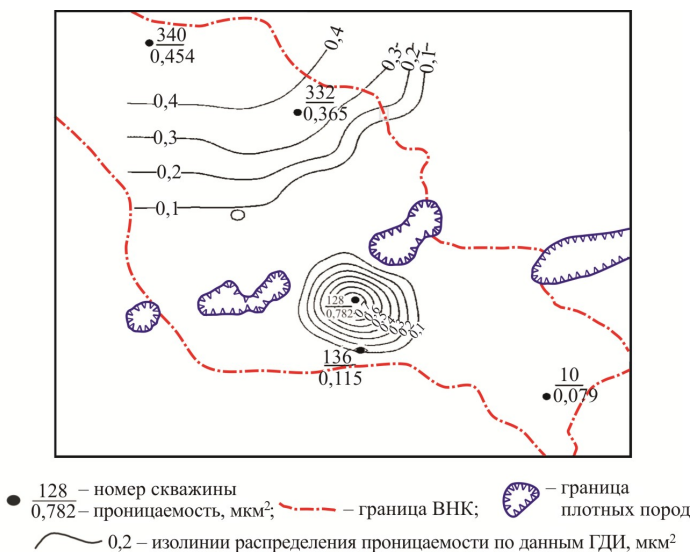


Рис. 2.12. Фрагмент карты проницаемости по пласту Бб₂ Чураковского месторождения, построенной по данным ГДИ

Несмотря на то что значительную часть площади этого фрагмента занимают зоны, представленные плотными породами, проницаемость которых не выше нижнего предела по проницаемости, принятой по месторождению, низкая информативность данного фрагмента карты очевидна. На основании такой информации делать какие-либо выводы о распределении проницаемости по пласту Бб₂ крайне затруднительно, можно говорить лишь о фильтрационных характеристиках в районе каждой скважины. На рис. 2.13 приведена эта же карта проницаемости, построенная по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ по вышеприведенной зависимости $K_{пр}^{ГД} = f(\Delta J_{\gamma})$ с участием всех пробуренных скважин, вскрывших продуктивные отложения пласта Бб₂. Сравнение этих

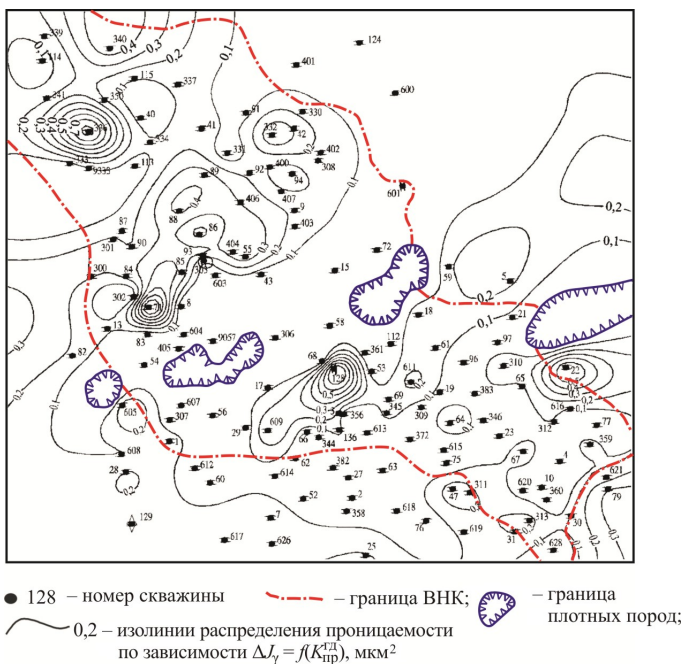


Рис. 2.13. Фрагмент карты проницаемости по пласту Бб₂ Чураковского месторождения, построенной по зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(K_{пр}^{ГД})$

фрагментов карт позволяет на визуальном уровне оценить достоинства методики определения проницаемости по зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(K_{\text{пр}}^{\text{гд}})$ для получения дополнительных гидродинамических характеристик продуктивных интервалов, являющихся основой для выбора оптимальной системы разработки нефтегазовых месторождений.

Достоверность полученной информации также подтверждается при сопоставлении расчетных данных с данными структурной карты, построенной по кровле пласта Бб₂, и карты пористости по пласту Бб₂: повышенные значения проницаемости соответствуют сводовым частям залежи и высоким значениям пористости.

Полученные гидродинамические характеристики продуктивных интервалов могут быть использованы для моделирования строения залежей и для оптимизации выбора системы разработки нефтегазовых месторождений.

Прогнозирование гидродинамических параметров по данным ГИС весьма перспективно, так как результаты комплексной интерпретации материалов ГИС и ГДИ позволяют не только оценить фильтрационную характеристику каждого проницаемого интервала в массовом порядке, но и среди всех выделенных продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные. Использование информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет строить более достоверные карты попластовой и поскважинной проницаемости и существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования полигонов захоронения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для промышленных регионов большое значение имеет проблема удаления сточных вод.

Подземное захоронение промышленных сточных вод необходимо применять на разрабатываемых нефтяных месторождениях, особенно на завершающих стадиях их разработки, когда попутно осуществляется добыча больших объемов воды, и они не могут быть использованы в системе поддержания пластового давления в связи с избыточным количеством. Одним из способов решения этой проблемы является удаление промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты путем нагнетания их в пласт через специальные, соответствующим образом оборудованные скважины. Иногда закачка промстоков осуществляется через пробуренные для других целей скважины, если их оборудование отвечает техническим условиям, предъявляемым к поглощающим скважинам. Выбор метода и места захоронения промышленных стоков должен производиться с учетом геологического строения и гидрогеологических условий района, объема и состава стоков, санитарных требований к ним. Глубокий водоносный горизонт, намечаемый для захоронения промышленных стоков, не должен содержать подземных вод, пригодных для водоснабжения, бальнеологических целей, извлечения полезных компонентов. В целях обеспечения экологической безопасности он должен быть надежно изолирован слабопроницаемыми породами от выше- и нижележащих водоносных горизонтов в пределах полигона захоронения и санитарно-защитных зон вокруг него.

Захоронение промышленных стоков определяется тектоническим строением и характером водообмена, емкостными и фильтрационными свойствами водоносных горизонтов и их изолированностью в пределах участка, предназначенного для захоронения. Все водоносные горизонты с пластовым типом циркуляции могут рассматриваться как пригодные в качестве пластов-коллекторов для захоронения промышленных стоков. Наибольшей водообильностью

среди водоносных горизонтов обладают трещиноватые и закарстованные карбонатные породы.

Принципиальная возможность захоронения промстоков в глубокие водоносные горизонты устанавливается после выявления характера тектонической структуры и установления гидродинамических зон застойного режима или замедленного водообмена и зависит от поглощающей способности пласта-коллектора. Поглощающая способность определяется в основном водопроницаемостью пласта-коллектора и может быть приближенно оценена по приемистости одиночной поглощающей скважины. При оценке глубоких водоносных горизонтов с точки зрения их пригодности для захоронения промстоков определяют наличие водоносных горизонтов-коллекторов, их количество, глубину залегания, мощность, минерализацию и качество подземных вод, литологический состав водовмещающих пород, а также наличие водоупорных перекрывающих горизонтов, граничные условия пласта-коллектора и ориентировочную приемистость скважин.

Для решения этих задач широко используются методы геофизических исследований скважин. Поэтому в пособии изложена методика и последовательность скважинных исследований, проводимых для характеристики и выбора полигонов захоронения жидких промышленных отходов. С целью интерпретации результатов таких исследований приведены сведения о распознавании литологического состава пластов горных пород по материалам каротажа скважин, рассмотрена задача выделения в разрезах скважин интервалов для подземного захоронения промстоков с оценкой их фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамических параметров. При построении геофильтрационных разрезов скважин и построении карт проницаемости особенно эффективно совместное использование данных ГИС и ГДИ. Привлечение гидродинамических данных позволяет более реально оценивать фильтрационные характеристики проницаемых интервалов при построении моделей полигонов захоронения промстоков.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Башлыкин И.И. Количественная оценка проницаемости пород-коллекторов // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1979. – Вып. 9. – С. 37–42.
2. Василенко Л.В., Никифоров А.Ф., Лобутина Т.В. Методы очистки промышленных сточных вод: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. лесотехн. ун-та, 2009. – 174 с.
3. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики // Нефть и газ. – № 6. – 1969. – С. 5–8.
5. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
6. Всеволожский В.А. Основы гидрогеологии: учеб. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 448 с.
7. Всеволожский В.А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур. – М.: Недра, 1983. – 167 с.
8. Гвоздев В.Д., Ксенофонтов Б.С. Очистка производственных сточных вод и утилизация осадков. – М.: Химиздат, 1988. – 112 с.
9. Гидрогеологические исследования для захоронения промышленных сточных вод в глубокие водоносные горизонты: метод. указания / В.А. Боревская [и др.]; под ред. К.И. Антоненко и Е.Г. Чаповского. – М.: Недра, 1976. – 311 с.
10. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / под ред. В.А. Грабовникова. – М.: Недра, 1993. – 335 с.
11. Гольдберг В.М. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. – М.: Недра, 1984. – 262 с.
12. Гринбаум И.И. Геофизические методы определения фильтрационных свойств горных пород. – М.: Недра, 1965. – 188 с.

13. Дементьев Л.Ф., Акбашев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов. – М.: Недра, 1980. – 213 с.

14. Евилевич А.З., Евилевич М.А. Утилизация осадков сточных вод. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отд-ние, 1988. – 248 с.

15. Исследование отклонений геомагнитной оси гироинклинометра в азимуте при построении нефтегазовых скважин / Г.А. Цветков [и др.] // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 10. – С. 31–41.

16. Косков В.Н. Гидрогеологическое расчленение разрезов скважин и стратификация слагающих их горных пород по промыслово-геофизическим данным // Прогнозирование и методика геолого-геофизических исследований месторождений полезных ископаемых на Западном Урале: тез. докладов науч.-техн. конф. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 1994. – С. 79.

17. Косков В.Н. Основы машинной интерпретации данных геофизических исследований нефтегазовых скважин / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 1995. – 132 с.

18. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

19. Косков В.Н., Яковлев Ю.А. Построение диапазонных геофильтрационных моделей разреза с использованием материалов промыслово-геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефт. месторождений. – 1996. – № 1. – С. 30–34.

20. Мелькановицкий И.М. Геофизические методы при региональных гидрогеологических исследованиях. – М.: Недра, 1984. – 176 с.

21. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1978. – 448 с.

22. Научные основы эколого-аналитического контроля промышленных сточных вод ЦБП / К.Г. Боголицин [и др.]. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2010. – 168 с.

23. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 312 с.

24. Орлов Л.И., Слободянюк И.А., Богоино В.А. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1974. – Вып. 2. – С. 46–50.

25. Перников М.Ш. О характере зависимости между проницаемостью, общей и физической пористостью горных пород // Геология нефти и газа. – 1962. – № 1. – С. 12–14.

26. Пономарев В.Г., Иоакимис Э.Г., Монгайт И.Л. Очистка сточных вод нефтеперерабатывающих заводов. – М.: Химия, 1985. – 256 с.

27. Управление отходами. Полигоны захоронения твердых бытовых отходов / Я.И. Вайсман [и др.]. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 464 с.

28. Шурубор Ю.В. Новый взгляд на проблемы выделения многопластовых эксплуатационных объектов и управление их разработкой // Геология, геофизика и разработка нефт. месторождений. – 1998. – Вып. 12. – С. 25–28.

29. Яковлев С.В., Воронов Ю.В. Водоотведение и очистка сточных вод: учеб. для вузов. – М.: АСВ, 2004. – 704 с.

Учебное издание

КОСКОВ Владимир Николаевич,
ЮШКОВ Иван Романович,
ХИЖНЯК Григорий Петрович

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ОБЪЕКТОВ ЗАХОРОНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД
ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Редактор и корректор *Е.В. Копытина*

Подписано в печать 5.06.15. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 6,5. Тираж 100 экз. Заказ № 109/2015.

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.
Тел. (342) 219-80-33.