Контроль качества ГРП

Оглавление

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП, ПРОВОДИМАЯ ДЛЯ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ ТНЗ МЕТОДАМИ ГИС....3

Выводы....7

Литература....7

ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГРП ДЛЯ СМЕЖНЫХ ПЛАСТОВ КИНЯМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....8

Моделирование геометрии трещины....8

Геометрия трещины и группы риска....11

Геомеханическая модель....12

Корреляционная зависимость....14

Проектирование ГРП....14

Основные результаты....15

Заключение....16

Литература....16

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ (ГРП) В РОССИИ И НА ЗАПАДЕ....17

Введение....17

Западные технологии контроля ГРП....17

Российские технологии....20

1. Определение параметров гидроразрыва пластов с помощью акустического каротажа....20
2. Определение на качественном уровне высоты и типа трещины с применением АК....20
3. Контроль результатов ГРП с применением механической расходометрии....20
4. Контроль за ГРП с применением термометрии....20
5. Контроль за проведением ГРП с применением автономной аппаратуры....21

Заключение....22

Литература....24

ПРОГНОЗ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА....25

Методы определения свойств горных пород....26

Свойства горных пород, используемые подрядчиками ГРП....27

Расчет механических характеристик породы по данным стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС)....28

Определение коэффициента пороэластичности, тектонического и литостатического давлений для корректного расчета горизонтального напряжения....31

Прогноз геометрии трещины ГРП. Первый опыт 32
Список литературы 34
ОПЫТ АНАЛИЗА И ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ НА ПЛАСТЕ АС12 ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 35
Введение 35
1. Основные критерии выбора скважин-кандидатов для исследований 35
2. Построение геомеханических свойств породы в разрезе пласта $АС_{12}$ Приобского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" 37
3. Влияние плотных пород на оценку высоты трещины ГРП. 40
Выводы 42
Литература 42
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ (ГРП) МЕТОДОМ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА 43
Информационные возможности волнового акустического каротажа 43
Сопровождение работ по ГРП 45
Выводы 49
Литература 49

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП, ПРОВОДИМАЯ ДЛЯ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ ТНЗ МЕТОДАМИ ГИС

А.Р. Рахматуллина, Р.Н. Абдуллин(*НТУ ООО «ТНГ-Групп» г.Бугульма)*

(НТВ «Каротажник» №232, 2013)

В последние несколько лет во всем мире постоянно растет внимание к проблеме освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов. Понятие традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов не имеет однозначного определения. Большинство исследователей, понимая, что природные процессы и образования часто не имеют четких разграничений, предлагают использовать при определении нетрадиционных запасов и ресурсов такие понятия, как трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные ресурсы УВ. Трудноизвлекаемые запасы, добывной потенциал которых практически не используется, мало чем отличаются от традиционных запасов нефти и газа – за исключением ухудшения их геолого-промысловых характеристик. К нетрадиционным ресурсам УВ относятся как принципиально отличные от традиционных по физико-химическим свойствам, так и по формам и характеру их размещения во вмещающей породе (среде).

Нетрадиционные ресурсы – это ресурсы углеводородов, извлечение которых невозможно традиционными методами, то есть за счет бурения обычных скважин с применением стандартных методов интенсификации добычи. Связано это с проницаемостью вмещающих пород, которая прямо пропорциональна дебиту добывающей скважины. На стандартных месторождениях нефтяные компании, как правило, работают с проницаемостью не менее 1 мД. При проницаемости 1 мД дебит жидкости скважины, в зависимости от мощности пласта и способа эксплуатации, составляет от 5 до 50 м^3 в сутки. Проницаемость нетрадиционных коллекторов может быть в 100-1000 раз меньше – соответственно во столько же раз меньше будет и начальный дебит «стандартной» скважины (таблица 1).

Таблица 1

Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот

Проницаемость, мД Качество проницаемости	Проницаемость, мД Качество проницаемости	Резервуары
от 100,00 до 10,00 высокопроницаемые	от 100,00 до 10,00 высокопроницаемые	традиционные
от 10,00 до 1,00 среднепроницаемые	от 10,00 до 1,00 среднепроницаемые	
от 1,00 до 0,10 низкопроницаемые	от 1,00 до 0,10 низкопроницаемые	
от 0,10 до 0,01 низкопроницаемые	от 0,10 до 0,01 низкопроницаемые	нетрадиционные
от 0,01 до 0,001 сверхнизкопроницаемые	от 0,01 до 0,001 сверхнизкопроницаемые	
от 0,001 до 0,0001	от 0,001 до 0,0001	

Если придерживаться органической теории происхождения углеводородов, нефть и газ образуются из органических остатков, которые сохранились в осадочных породах и достигли определенной температуры и давления (зрелости) в процессе геологического развития. Наибольший объем органических веществ содержится в глинистых породах (сланцах), которые отлагались в условиях глубокого моря, где из-за низкого содержания кислорода обеспечивается сохранность органики. Такие породы еще называют нефтематеринскими. Достигнув определенного уровня зрелости, органическое вещество начинает преобразовываться в углеводороды, вначале преимущественно нефть, потом в газоконденсаты

и затем в газ. При этом образовавшиеся углеводороды имеют больший объем, чем исходное органическое вещество. Это приводит к избыточному давлению, за счет которого углеводороды создают глинах микротрещины и просачиваются за пределы нефтематеринской породы. Если сланцы залегают по соседству с хорошо проницаемыми породами (коллекторами), то углеводороды начинают заполнять их и двигаться к земной поверхности, образовывая при наличии ловушек и покрышек традиционные месторождения углеводородов. Если же проницаемость коллекторов очень низкая, то заполняющие их углеводороды не могут мигрировать на большие расстояния. В результате в плотных коллекторах, даже в отсутствие ловушек, образуются нетрадиционные залежи углеводородов (рис.1), содержащиеся в трещинах.

При разработке таких коллекторов применяются технологии создания дополнительной дренажной системы (трещин), одной из которых является гидроразрыв пласта.

Гидравлический разрыв пласта – процесс создания трещины или системы трещин в пористой породе путем нагнетания в нее жидкости под давлением через скважину, создавая напряжения, превышающие естественно существующие в этой породе и вызывая разрыв ее сплошности [1]. Главная цель обработки пласта методом гидро-разрыва – увеличение притока пластовых флюидов из него в скважину.

Таким образом, необходимыми условиями существования залежей в плотных породах является:

- наличие УВ, установленное прямыми методами ГТИ и газовый каротаж (а также описание керна и шлама);
- низкая пористость и проницаемость, повышенная трещиноватость пород.

Рис.1. Унифицированная схема распространения УВ в различных резервуарах (Total, 2012)

Следовательно, необходимы методы ГИС, которые могут установить эти параметры и проследить эффективность гидроразрыва изучаемого объекта.

С применением многозондовой аппаратуры кросс-дипольного акустического каротажа MPAL появилась возможность, помимо определения кинематических и динамически параметров основных типов волн, по данным кросс-диполей аппаратуры MPAL оценивать величину анизотропии и определять ее направления, что позволяет определить направление максимального напряженного состояния.

Основным критерием анизотропии служит расщепление поперечной волны на высоко- и низкоскоростную компоненты. Компонента с более высокой скоростью несет основную часть энергии волны и поляризована параллельно направлению преобладающей трещиноватости. Медленная и менее интенсивная компонента поляризована

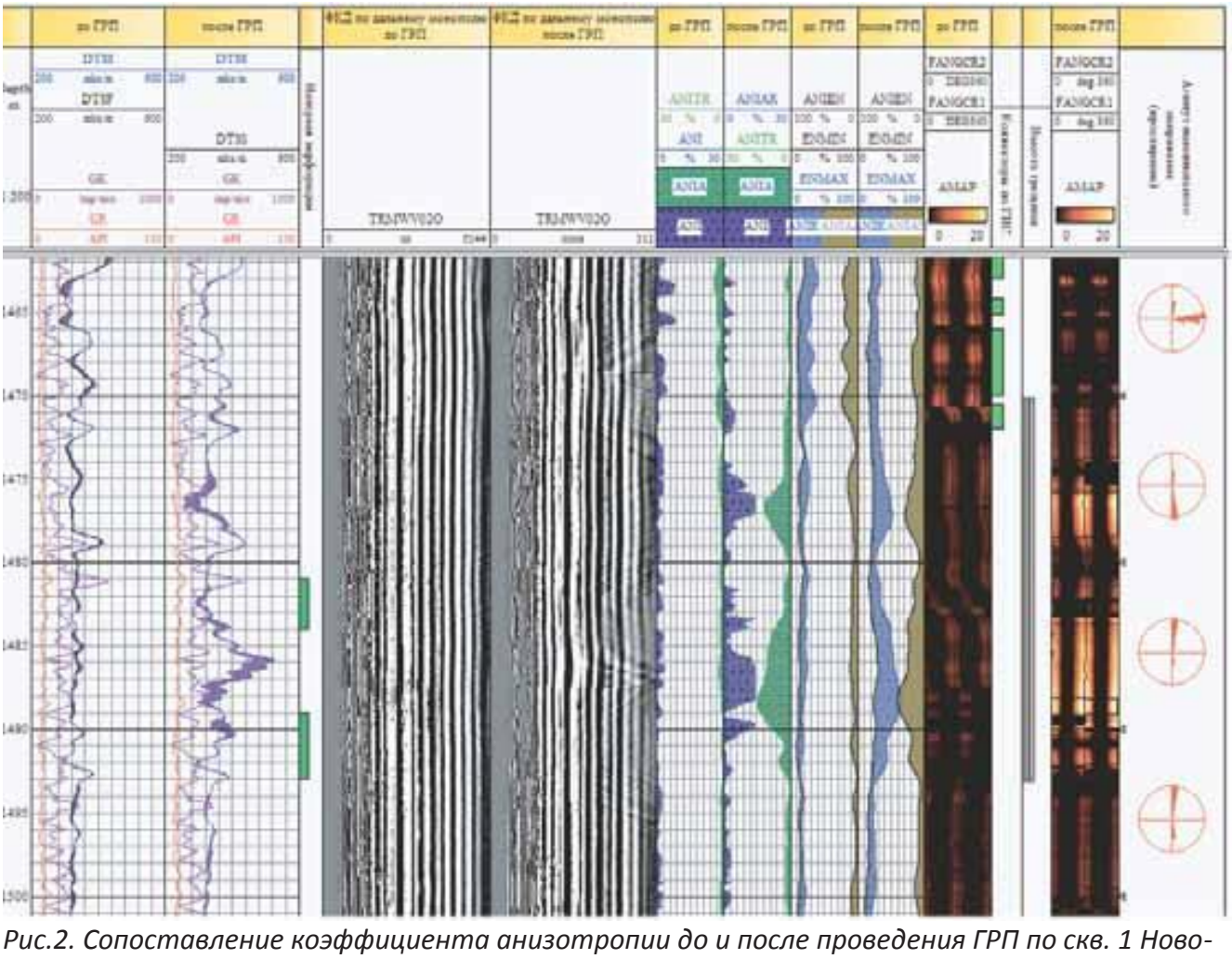


Рис.2. Сопоставление коэффициента анизотропии до и после проведения ГРП по скв. 1 Ново-Бавлинская пл.

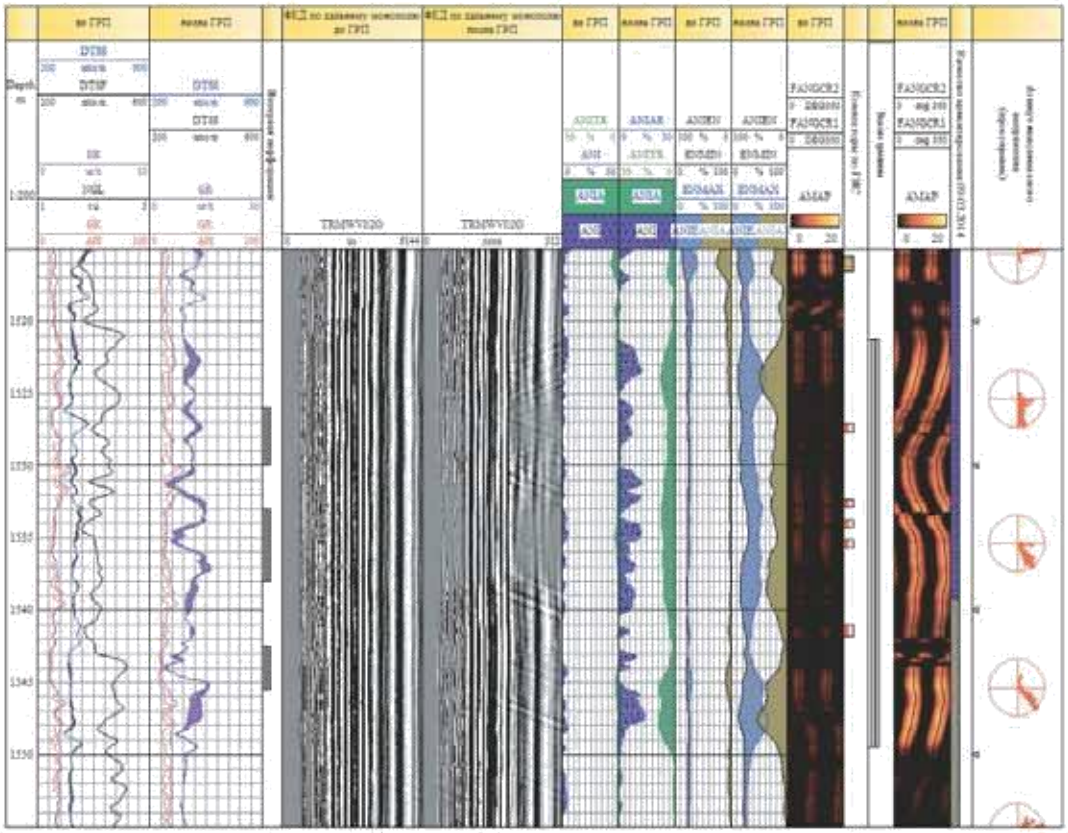


Рис.3. Сопоставление коэффициента анизотропии до и после проведения ГРП по скв. 2 Ново-Бавлинской площади

перпендикулярно трещиноватости. Причиной анизотропии пород может также служить изменчивость свойств породы, тонкослоистость, трещины, разломы, дисбаланс горизонтального напряжения. Масштаб и направление азимутальной анизотропии по поперечным волнам определяется по 4-компонентным кросс-дипольным замерам. Азимутальная анизотропия определяется по разнице скоростей поперечных волн, приходящих во взаимно-перпендикулярных направлениях. Ниже приводятся фактические данные по двум скважинам Бавлинского месторождения. Нефтепроявления приурочены к карбонатам заволжского и данково-лебедянского горизонтов. По данным ГИС эти отложения характеризуются низкой пористостью (ниже граничных значений), т.е. типичные нетрадиционные коллекторы. Было принято решение о проведении в этих отложениях ГРП с сопровождением акустическим каротажем. На рис. 2 приводятся два замера кросс-дипольной акустикой (до и после проведения ГРП). По расхождению акустических параметров достоверно фиксируется высота трещины, образовавшейся после ГРП.

В интервале исследований определены упруго-деформационные свойства пластов. В интервале проведения ГРП 1481–1484 и 1489–1493 м высота трещины по данным MPAL составила 22,8 м запад-восточного направления (простирание на север). Приток после окончания свабирования составил 10 м3/сут.

В следующей скважине были выполнены исследования по аналогичной технологии (рис.3).

В интервале исследований определены упруго-деформационные свойства пластов. В интервале проведения ГРП 1542.5–1545.5 м высота трещины по данным MPAL составила 28,2 м, простирание юго-восток- северо-запад. Дебит нефти по данным КВД составил 17 м3/сут.

Выводы

- На сегодняшний день критерии выделения коллекторов разработаны только для традиционных залежей углеводородного сырья. Для традиционных коллекторов и битумосодержащих песчаников создано и эффективно работает петрофизическое обеспечение, включающее в себя критерии выделения коллекторов по граничному зна-чению пористости, взаимосвязи между пористостью и проницаемостью, определение глинистой составляющей породы, зависимости оценки характера насыщения коллекторов.

- Сейчас мы на этапе сбора геофизических признаков и критериев при выделении пластов с коллекторскими характеристиками нетрадиционных объектов. Однозначно установлено, что эти объекты должны быть трещино-ватые. Поэтому в данном случае будут приоритетны методы, фиксирующие трещиноватость пород (акустические электрические микросканеры, кросс-дипольная акустика). Для доманикитов актуальна оценка керогена, содер-жание которого коррелируется с концентрациями урана (СО-каротаж, СГК, ГГКп). Следует признать, что строгого петрофизического обеспечения ГИС, основанного на всестороннем изучении кернового материала, для нетради-ционных коллекторов пока не существует.

Литература

1. Джеббар Тиаб, Эрл Ч.Доналдсон. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – С. 467–522.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГРП ДЛЯ СМЕЖНЫХ ПЛАСТОВ КИНЯМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Алексей Никитин (ОО «РН-Юганскнефтегаз»), Алексей Юдин («Шлюмберже»), Ильяс Латыпов (ООО «РН-УфаНИПИНефть»)

(Oil & Gas Journal Russia, январь-февраль 2013)

Основными объектами разработки Киняминского месторождения являются два пласта юрского периода, разобщенные глинистой перемычкой. Прорыв трещины ГРП из одного пласта в другой может привести к значительному снижению продуктивности скважины. На основе независимых измерений высоты трещины методом широкополосной акустики и данных забойного давления и последующего геомеханического моделирования разработан подход априорной оценки геометрии трещин ГРП. Это позволяет разбить скважины-кандидаты для проведения ГРП на группы с различной степенью риска прорыва трещины в соседний пласт с последующей оптимизацией процесса ГРП. Приведенный подход может быть применен на месторождениях со сложной геологией, где точное размещение трещин ГРП является необходимым условием успешной разработки.

Киняминское месторождение в Западной Сибири расположено на удалении порядка 200 км от ближайших городов. Достижение высоких дебитов после ввода новых скважин возможно лишь при производстве гидроразрыва пласта (ГРП). В первые годы после проведения ГРП чаще обычного происходили преждевременные остановки работ (стопы). В целях оптимизации разработки место-рождения был инициированы проекты по независимому измерению геометрии трещин, а также по построению геомеханического моделирования, которые должны были послужить основой для оптимизации дизайнов ГРП.

Наиболее важным вопросом ставилось изучение роста трещины по высоте, поскольку два основных объекта разработки Киняминского месторождения — пласты $ЮС_1^3$ и $ЮС_1^1$ – гидравлически отделены друг от друга лишь средней по мощности пачкой глин. Таким образом, насыщенность пластов меняется от скважины к скважине, и зачастую лишь точное размещение трещины ГРП без прорыва во второй объект позволяет эффективно ввести скважину в эксплуатацию. Краткое описание геологии Юрских пластов Киняминского месторождения приведено на рисунке 1 и в таблице 1.

Моделирование геометрии трещины

Для обеспечения достоверного про-ведения оценки геометрии трещин ГРП и дальнейшего процесса оптимизации дизайнов ГРП было принято решение о проведении работ по технологии независимого измерения высоты трещины (SonFracMAP) на основе широкополосной акустики, а так же использовании датчиков забойного давления на отобранных скважинах. Такой комплексный подход к оценке геометрии трещины ГРП уже был успешно использован [4]. Технология SonFracMAP может быть расценена как эффективный инструмент по определению высоты трещины, тем самым уменьшая размерность неопределенности с трех до двух неизвестных — полудлины трещины и ее ширины. Зная высоту трещины, последующая оценка ширины и полудлины трещины может быть достоверно произведена с помощью моделирования на стандартном

симуляторе — сопоставляя историю давлений в модели с записью датчиков забойного давления.

Акустическая анизотропия рассчитывается из каротажных данных, записанных с помощью при-бора DSI или прибора SonicScanner. Детальное описание измерений и их интерпретации может быть
найдено в работах [1,7]. Запись DSI до ГРП также может быть осуществлена и в открытом стволе. В этом случае можно дополнить комплекс измерений проведением плотностного каротажа, что позволит определить механические свойства пластов [3,5].

На скважине I было произведено два различных ГРП на пластах ЮС13 и ЮС11. Согласно плану было закачано 28 и 20 тонн проппан-та соответственно с размещением в нижний и верхний пласты. Рабочее давление было записано с помощью забойных датчиков. Нанесенная анизотропия была измерена для определения высоты обеих трещин и с помощью итерационного изменения параметров модели, история давлений была полностью сопоставлена. Итоговый результат такого сопоставления можно видеть на рисунке 2, где левая часть изображает результаты интерпретации SonFracMAP, показывая границы нанесенной анизотропии (помечено также красными пунктирными линиями). Правая часть представляет геометрию, смоделированную с помощью симулятора, включая распределение напряжений пластов, ширину трещин и боковой вид трещин ГРП.

Рисунок 1 Каротажные материалы скважины Киняминского месторождения

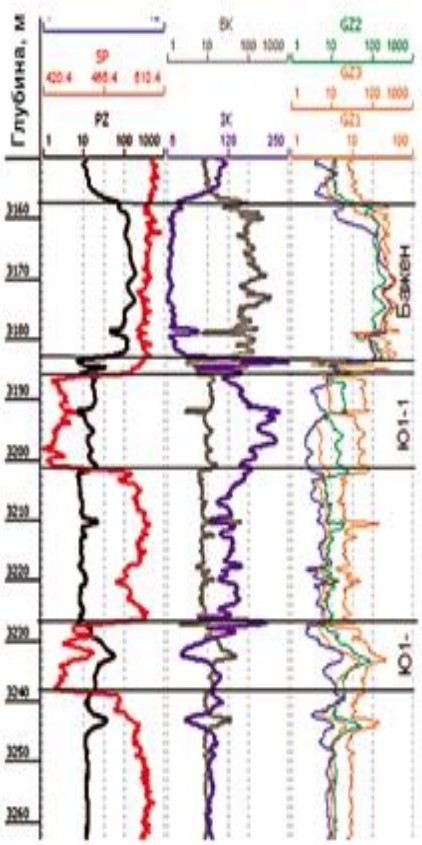


Таблица 1

Свойства пластов и нефтей Киняминского месторождения

Пластовые характеристики	Пласт	
	$ЮС_1^3$	$ЮС_1^1$
Средняя глубина, м	2790	2760
Тип залежи	Пластово-сводовый	
Тип коллектора	Поровый	
Нефтенасыщенная мощность, м	6,3	9,7
Пористость	0,17	0,18
Проницаемость, mD	15	19
Содержание глин	0,4	0,3
Коэффициент расчлененности	3,5	4
Температура, °С	91	90
Начальное пластовое давление, атм	288	287
Вязкость нефти в пласт. усл., сР	1,73	0,96
Плотность нефти в пласт. усл., т/м3	0,804	0,766
Плотность нефти в пов. усл. , т/м3	0,870	0,848
Объемный коэффициент	1,124	1,209
Содержание серы и парафина, %	1,67 – 1,8	1,15 – 1,8
Давление насыщения, атм	125	123

Из рисунка видно, что трещины ГРП не имеют пересечений для скважины I. Таким образом, данная скважина может являться идеальным примером производства двух раздельных ГРП в условиях геологии Киняминского месторождения. Хотя высота трещины обычно зависит от размера работы ГРП, для целей данного исследования мы не будем концентрироваться на массах проппанта в проведенных ГРП, а будем более пристально следить за тенденцией к росту трещин по высоте, которая в большей степени зависит от распределения напряжений, пластового давления и мощности пластов. Последующие работы ГРП были интерпретированы и оценены с помощью аналогичной методологии сопоставления давлений, и для данной статьи будут приведены лишь результаты исследований.

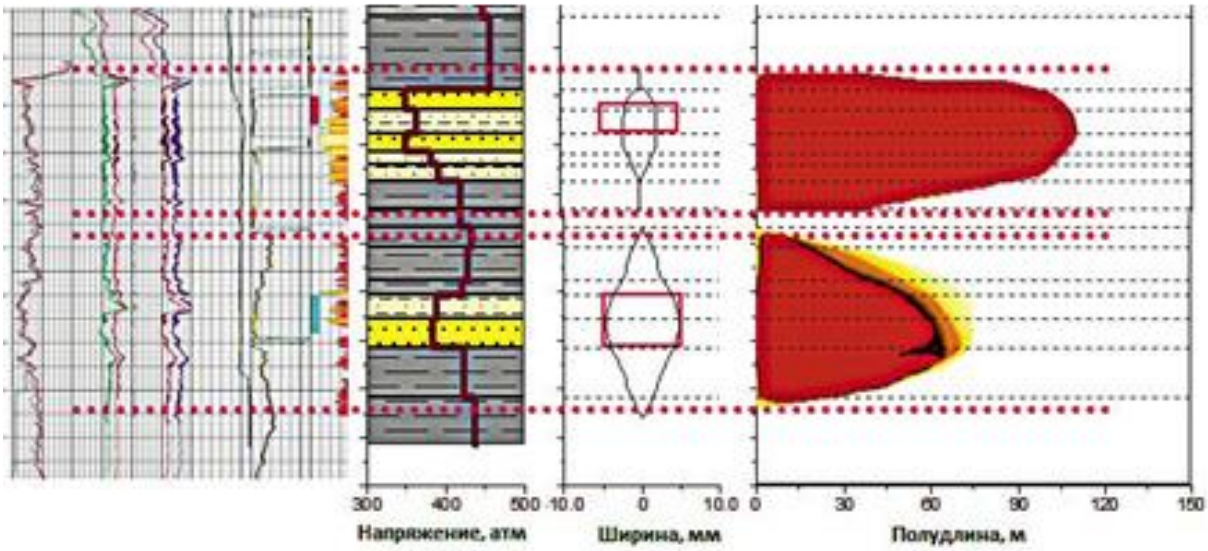


Рисунок 2 Геометрия трещины скважины I. Запись SonFracMAP (слева) и модель (справа)

Геометрия трещины и группы риска

Исследования геометрии трещин с помощью SonFracMAP были проведены по результатам проведения 11 ГРП в 8 скважинах. Описанный подход позволил сделать статистические заключения относительно тенденции трещин ГРП к росту по высоте и прорыву в близлежащий пласт, разделив проведенные работы на несколько групп(табл2).

Основываясь на приведенной статистике, оптимизация ГРП по пласту $ЮС_1^1$ может заключаться в увеличении размера работы для достижения больших значений полудлины и ширины трещины при минимальном дополнительном риске роста в высоту.

Тенденция к вертикальному росту трещин ГРП по пласту $ЮС_1^3$ зависит в основном от контраста напряжений между пластом и барьерами и лишь в малой степени – от мощности барьера и размера работы ГРП. В целом существует значительный риск роста вверх и прорыва в вышележащий горизонт для работ ГРП по пласту $ЮС_1^3$ Киняминского месторождения. Многочисленные случаи прорывов были зафиксированы в данном исследовательском проекте с применением SonFracMAP. Таким образом, представляется целесообразным подразделить скважины на две категории: группу высокого риска прорыва трещины в выше лежащий пласт и группу с меньшим риском прорыва из $ЮС_1^3$ в $ЮС_1^1$ (как представлено в табл. 2). Риск прорыва связан не только с малоэффективным размещением проппанта вне зоны пласта или преждевременными остановками работ по ГРП, но что наиболее существенно — с потенциальным значительным обводнением продукции скважин в тех областях месторождения, где верхний пласт обводнен.

В итоге были сформулированы следующие критерии риска прорыва применительно к ГРП по пласту $ЮС_1^3$ Киняминского месторождения:

Группа высокого риска прорыва трещины ГРП из $ЮС_1^3$ в $ЮС_1^1$

- Высокое давление закрытия трещины (более 390 атм).
- Высокое пластовое давление (более 270 атм);
- Высокая эффективность жидкости на мини-ГРП (более 55%)

Группа высокого риска прорыва трещины ГРП из $ЮС_1^3$ в $ЮС_1^1$

- Относительно низкое давление закрытия трещины (менее 390 атм)
- Относительно низкое пластовое давление (менее 270 атм)
- Относительно низкая эффективность жидкости на миниГРП (менее 55%)

Таблица 2

Распределение ГРП по группам с различной степенью риска прорыва в ближний пласт. Статистические данные

Скв.	Азимут трещины, °	Высота в призаб. зоне, м	Полудлина, м	Ширина в инт. перфорации, мм	Масса проппанта, т	Давление, атм			Эффективность жидкости, %
						пластовое	закрытия	чистое осн. работы	
Пласт $ЮС_1^1$, отсутствие роста по высоте									
I	10	34	107	3,2	20	240	350	51	47
II	10	31	65	5,1	32	270	365	68	44
III	170	21	88	8,6	52	205	323	122	40
В среднем по группе		29	87	5,6	35	238	346	80	44
Пласт $ЮС_1^3$, группа скважин с высоким риском прорыва ГРП в верхний пласт									
III		83	87	2,5	49	280	395	44	65
IV	10	67	105	4,7	35	270	404	60	55
VII	170	80	72	5,3	50	295	412	37	57
В среднем по группе		77	88	4,2	45	282	404	47	59
Пласт $ЮС_1^3$, группа скважин с меньшим риском прорыва ГРП в верхний пласт									
I	10	39	70	4,7	28	275	385	79	60
II	10	45	95	4,7	50	290	387	47	60
V		40	88	10,2	80	240	360	123	37
VI		42	130	6,7	75	225	371	72	48
В среднем по группе		42	95	6,6	58	258	376	80	51
Пласт $ЮС_1^3$, скважина с переходным риском прорыва ГРП, может быть отнесена к любой группе									
VIII	10	42	43	6,3	40	270	380	71	70

Необходимо отметить, что приведенные критерии имеют различный вес. Наиболее важный из них представлен под № 1, далее — в порядке убывания.

Геомеханическая модель

Основные геомеханические параметры горной породы, влияющие на геометрию трещины, — это модуль Юнга, плотность, коэффициент Пуассона. Наличие только среднесправочных данных не позволяет корректно прогнозировать и достигать геометрию трещины ГРП. Привлечение данных по геомеханическим свойствам пород конкретной залежи позволяет сделать более точный прогноз развития трещины на стадии дизайна ГРП, а также с большей точностью восстановить горизонтальные напряжения по данным давления закачки на этапе анализа ГРП. Геомеханические свойства породы были получены в результате применения плотностного и поляризационного акустического каротажей.

Профиль горизонтальных напряжений позволяет наглядно оценивать сдерживающие барьеры. Подробный обзор нижеследующих зависимостей (1)—(6) для определения напряжения горных пород представлен, например, в работе [2]:

$$\sigma_H = \frac{V}{1-V}(\sigma_V - \alpha p_e) + \alpha p_e + \sigma_T \quad , (1)$$

где:
σ_H — горизонтальное напряжение (стресс),
σ_V — вертикальное напряжение (горное давление),
v — коэффициент Пуассона,
p_e — пластовое давление,
σ_T — коэффициент пороэластичности,
σ_T — тектоническое напряжение.

Следует заметить, что в выражении (1) предполагается равенство вертикального и горизонтального коэффициентов пороэластичности (0,7<α<1).

Вертикальное напряжение в выражение (1) определяется как:

$$\sigma_V = \int_0^H \rho g dh \quad , (2)$$

где:
ρ — плотность,
g — ускорение свободного падения,
H — глубина залегания.

Поэтому для корректного расчета вертикального напряжения необходимо знать плотность породы на каждом интервале разреза и абсолютную глубину залегания разреза. Таким образом, для корректного расчета вертикальных напряжений необходимы данные инклинометрии и плотностного каротажа.

Довольно часто встречается ситуация, когда на скважине не был проведен плотностной каротаж, но был проведен акустический каротаж. Тогда плотностной каротаж можно «восстановить» из предварительно построенного обобщенного соотношения Гарднера [6]:

$$\rho = A V_p^{\alpha} V_s^{\beta} \quad , (3)$$

где:
V_B— скорость волны сжатия,
V_S — скорость волны сдвига,
A,α,в — известные восстановленные коэффициенты.

Запись плотностного каротажа ведется только в открытом стволе скважины, а запись акустического каротажа может быть проведена как в открытом, так и в закрытом стволе скважины. Перед проведением ГРП при отсутствии плотностного каротажа возможно записать акустический каротаж и по обобщенному соотношению Гарднера восстановить плотностной каротаж.

Для корректности дизайна ГРП при его разработке следует учитывать данные по геомеханическим свойствам породы, полученные из «статических» экспериментов керна со скважин данного место рождения.

$$\mathrm{E} = 80{,}36 \log^2(\mathrm{E_d}) - 195{,}86 \log^2(\mathrm{E_d}) + 132{,}69 \quad , (4)$$

$$\mathrm{v} = 0{,}403 \log^2(\mathrm{V_d}) + 0{,}791 \log^2(\mathrm{V_d}) + 0{,}553 \quad , (5)$$

В уравнении (4) размерность модуля Юнга E дана в ГПа. Коэффициенты корреляции для уравнений (4) и (5) соответственно имеют значения R4 = 0,76 и R5 = 0,64:

$$E = \rho V_S^2 \frac{3V_P^2 - 4V_S^2}{V_P^2 - V_S^2}, \; v = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}, (6)$$

Таким образом, геомеханические свойства породы (ρ,E,v) могут быть получены только из данных поляризационного акустического каротажа, при достаточном количестве опорных скважин на месторождении с совместной записью поляризационного акустического и плотностного каротажей.

Корреляционная зависимость

На четырех скважинах Киняминского месторождения была проведена запись поляризационного акустического и плотностного каротажей (скважины II, VII, IX и X). Для построения обобщенного соотношение Гарднера используются три скважины: II, VII и IX. Скважина X является тестовой, для верификации построенной зависимости. После логарифмирования выражения (3) уравнение двухфакторной регрессионной модели примет следующий вид:

$$log(\rho) = logA + \alpha logV_P + \beta logV_S$$

Тогда соотношение Гарднера для Киняминского месторождения будет иметь вид:

$$\rho = 78{,}74 V_P^{0{,}95} V_S^{-0{,}57}. (7)$$

Значение коэффициента детерминации для скважин II, VII и IX равно 0,81. Восстановив по выражению (7) плотность для скважин II, VII и IX и отдельно для тестовой скважины X, сравним с измеренной плотностью: относительная погрешность 2,9% для скважин II, VII и IX. Коэффициент корреляции R = 0,84 для тестовой скважины X. Относительная погрешность для нее же 3,1%. Таким образом, можно констатировать, что построенная корреляционная зависимость (7) достаточно точна.

Проектирование ГРП

Перед проведением операции ГРП на скважине VII проводились и плотностной, и оляризационный акустический каротажи. Профиль геомеханических параметров для скважины VII восстанавливается в соответствии с зависимостями (1–2, 4–6).

Для дальнейшей адаптации геомеханической модели по графику давления закачки, давлению закрытия и другим параметрам используются только коэффициенты пороэластичности и утечек. Результат адаптации модели после анализа ГРП на скважине VII Киняминского месторождения приведен на рисунке 3. Заметим, что при «матчинге» использовались изначальные коэффициенты Пуассона и модули Юнга, восстановленные из данных каротажа. Заключительный этап производства ГРП обычно сводится к окончательной адаптации профиля свойств горных пород. По окончанию данного этапа фактические графики закачек, мини- и основного ГРП должны с достаточной точностью совпадать с расчетными кривыми.

Таким образом, итоговое сравнение модели может быть сопоставлено с данными независимых измерений высоты трещины SonFracMAP (рис. 3). Верхняя и нижняя границы трещины практически совпадают как по результатам геомеханического моделирования, так и по результатами независимых измерений SonFracMAP.

Левая часть рисунка отображает геометрию трещин, полученную на этапе первоначального моделирования, когда результаты SonFracMAP еще не были доступны. Начальные модели не показывают оптимального соответствия и не могут являться качественным прогнозом для оценки продуктивности скважин или корректным источником информации для производства последующих ГРП на соседних скважинах. Таким образом, очевидное улучшение в качестве моделирования между начальной моделью и моделью, основанной не геомеханике пород, может служить высокой оценкой проведенных исследовательских проектов.

Основные результаты

В результате проведенных исследований ввод 69 новых скважин после бурения и гидроразрыва был оптимизирован с применением следующего разбиения скважин по типам ГРП и заканчивания:

- 15 скважин введены с производством раздельных ГРП на каждом из пластов — итого 30 работ ГРП.
- 7 скважин введены с производством лишь одного ГРП по пласту $ЮС_1^3$ и последующим дострелом верхнего пласта $ЮС_1^1$.
- 22 скважины подверглись гидроразрыву нижнего пласта $ЮС_1^3$ без приобщения какими-либо способами вышележащего $ЮС_1^1$.
- 21 скважина введена с ГРП лишь по верхнему пласту $ЮС_1^1$ без гидроразрыва пласта $ЮС_1^3$. Некоторые скважины при этом были дострелены в интервале $ЮС_1^3$.
- 4 скважины введены с производством единого ГРП на оба пласта. Размер работ при этом значительно превышал стандартные показатели. Такие работы проводились на скважинах, где оба пласта имели низкий риск обводнения, а также барьер не обладал достаточной мощностью (не превышал 20 метров).
- Наконец, лишь 2 скважины были введены в эксплуатацию без единого ГРП.

В целом эффективность комплексного подхода к моделированию ГРП может быть выражена в следующих показателях:

- фактически вычисленное среднее значение скин-фактора по результатам дебитов составил 4,7, что лучше запланированного показателя (–4,6);
- средняя начальная продуктивность скважин по жидкости на 10% превысила планируемое значение;
- средняя начальная продуктивность скважин по нефти лишь на 2% не достигла планируемого показателя, что так же рассматривается как значительное достижение с учетом сложных геологических условий и повышенной начальной обводненности продукции многих скважин (под начальной продуктивностью по жидкости/нефти здесь авторы подразумевают начальный дебит жидкости/нефти, отнесенный к депрессиина пласт).

Заключение

Разработан подход освоения смежных пластов месторождения с помощью ГРП, базирующийся на априорной оценке геометрии трещины с использованием независимых измерений SonFracMAP и геомеханического моделирования. При этом последнее является надежным инструментом поддержки проектирования ГРП и финальной оценки геометрии трещин после проведения работ.

Комплексный подход к изучению геометрии трещин ГРП позволил разбить скважины-кандидаты под проведение ГРП на группы с различной степенью риска прорыва трещин в другой пласт. Основываясь на данном исследовании, был оптимизирован процесс проведения ГРП.

Приведенный опыт работ может быть успешно перенесен на другие месторождения со сложной геологией, где точное размещение трещин ГРП является единственным решением для успешной разработки.

Литература

1. Brie, A., Kimball, C., Pabon, J., Saiki, Y. 1997. Shear Slowness Determination from Dipole
2. Measurements. Paper presented at the SPWLA annual symposium in June.
3. M. J. Economides, and K. G. Nolte (eds), 2000. Reservoir Stimulation 3rd Edition. John Willey & Sons,
4. LTD, New York. Chapter 3.
2. Katahara, K. 1996. Estimation of In-Situ Stress Profiles from Well-Logs. Paper presented at the SPWLA
5. 37th annual symposium, June 16–19.
3. Nikitin, A., Pasynkov, A., Makarytchev, G., Maniere, J., Kalyanaraman, R., Tcherkashnev, S. 2006.
6. Differential Cased Hole Sonic Anisotropy for Evaluation of Propped Fracture Geometry in Western Siberia,
7. Russia. Paper SPE 102405, presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition
8. held in Moscow, Russia, 3–6 October.
4. Sayers, C., Kisra, S., Tagbor, K., Taleghani, A., Adachi, J. 2007. Calibrating the mechanical properties
9. and in-situ stresses using acoustic radial profiles. Paper SPE 110089, presented at the SPE Annual
10. Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U. S.A., 11–14 November
5. Ursenbach, C., 2001. A generalized Gardner relation. Printed in CREWES 2001 Research Report, Vol.
11. 13.
6. Wendt, A., Kongslien, M., Sinha, B., Vissapragada, B., Newton, A., Skomedal, E., Renlie, L., Pedersen,
12. E. 2007. Enhanced Mechanical Earth Modelling and Wellbore Stability Calculations Using Advanced Sonic
13. Measurements — A Case Study of the HPHT Kvitebjorn Field in the Norwegian North Sea. Paper SPE
14. 109662, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California,
15. U. S.A., 11–14 November.

УДК 622.276.66

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ (ГРП) В РОССИИ И НА ЗАПАДЕ

В. М. Осадчий (О А О "Нижневартовскнефтегеофизика ")

(НТВ Каротажник №249)

Анализируются различные технологии контроля ГРП. Описывается разработанная для этого автономная аппаратура и результаты ее применения в Западной Сибири. Анализируются возможности геофизических исследований при проведении гидравлических разрывов пластов (ГРП) на Западе и в России.

Введение

В последние годы нефтяные компании России начали интенсивно применять современные методы воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи - бурение горизонтальных скважин и боковых стволов, закачка “потоковыравнивающих” растворов, ГРП. По данным института “СургутНИПИнефть” [1] только в ОАО “Сургутнефть” выполнено более 2 *тыс* скважино-операций ГРП, а в целом по Западной Сибири - более 8 *тыс* скважино-операций. Средняя дополнительная добыча нефти на 1 операцию превышает 5 *тыс т.* К сожалению, надо отметить, что за редким исключением при такой высокой технико-экономической эффективности метод ГРП в России практически не охвачен геофизическим информационным сопровождением, что, по нашему мнению, не только снижает эффективность ГРП, но и помогает скрывать (другое объяснение, отсутствие геофизического контроля найти трудно) негативное воздействие ГРП на призабойную зону пластов, колонну, цементный камень, глинистые перемычки и т. д. По данным некоторых авторов треть скважин не дает ожидаемого эффекта по разным причинам.

Западные технологии контроля ГРП

1. Картирование трещин с помощью поверхностных наклономеров [4J

Принцип действия. Когда в пласт под большим давлением закачивают значительное количество жидкости с пропантом и образуются в пласте трещины, то поверхность земли немного перемещается. Эти вертикальные перемещения очень малы и колеблются от 0,003 до 0,13 *см.* Однако эти столь малые перемещения земной поверхности, связанные с ГРП, можно измерить с помощью современных наклономеров. Современные наклономеры имеют чувствительность около *нанорадиана,* что соответствует дуге в 2 х 10^{-J} *угловых секунд*, что позволяет обнаружить подъем поверхности на 2 *мм* на расстоянии 225 *м.*

Технология картирования. Наклономеры (12-18 приборов) устанавливают в мелких скважинах, расположенных по окружности вокруг ствола обрабатываемой скважины. Приборы сориентированы с точностью в пределах (±) 5°.
Каждый прибор через равный интервал времени записывает величину наклона по двум ортогональным направлениям *х н у*. Положительная ось *у* обычно указывает в сторону скважины.

Промысловый опыт. С помощью этого метода удалось определить геометрию трещины гидроразрыва, ее ориентацию и наклон при глубине ГРП до 1220 *м.* При глубине до 600 *м* наклонометрия с успехом применяется для нанесения на карту радиуса или длины трещины в функции времени. В мелких скважинах можно следить за развитием трещин длиной до 15 *м.*

Ограничения применения. Приборы чувствительны не только к деформации земной поверхности вследствие ГРП, но и к другим воздействиям окружающей среды: солнечным и лунным приливным перемещениям земной коры, непосредственным термоупругим и гравитационным деформациям поверхности, связанным с ее нагревом в дневное время. Эти влияния могут вызвать гораздо более сильный сигнал, чем сигналы, генерируемые ГРП. С глубиной сигналы, вызванные ГРП, затухают и могут быть ниже фонового уровня.

2. 3-осевая сейсмометрия

Принцип действия. Когда в пласте происходит гидравлический разрыв, пласт генерирует акустические и сейсмические сигналы, св>;
занные с процессом разрыва. Они возникают в породе, расположенной около трещины, а также генерируются турбулентным потоком жидкости разрыва. Когда закачка прекращается, фоновые шумы, связанные с потоком жидкости, затухают до некоторого низкого уровня в течение нескольких минут. Установлено, что с изменением длины трещины, сопровождаемой фильтрацией жидкости в пласт, разрываемый пласт будет продолжать испускать, как слышимые (20- 1000 *Гц),* так и неслышимые (менее 20 *Гц*) звуковые сигналы. Предполагается, что звуковые сигналы после окончания закачки генерируются крайними точками трещины на ее концах, вверху и внизу, а также внутри трещины. Сигналы, испускаемые трещиной после окончания закачки, не являются непрерывными. Они состоят из дискретных всплесков энергии - микросейсмических событий. Считается, что большая часть микросейсмических событий вызвана звуками растрескивания при разрушении породы около зоны разрыва вследствие растяжения или сдвига. Типичная продолжительность микросейсми- ческого события - 0,1-0,5 с; типичная частота - 15-600 *Гц.* В твердых песчаниках при каждом микросейсмическом событии высвобождается от 5 до 20 *Вт* акустической энергии. Микросейсмические события можно обнаружить с помощью 3-осевого сейсмического прибора, помещенного в скважине, подвергаемой ГРП, или в ближайшей соседней скважине.

Технология измерений. Сейсмоприбор устанавливается в скважине до ГРП в нескольких метрах ниже интервала перфорации. Ориентацию его определяют с помощью записи взрывов на поверхности или гироскопа. Обычно жидкость разрыва закачивают в две или три стадии с продолжительностью прослушивания между стадиями от 20 *мин* до 2 *ч,* при этом регистрируют от 50 до 100 микросейсмических событий. Сейсмическое событие содержит составляющие продольных и поперечных волн, по вступлениям которых определяют расстояния до возникающих трещин.

Исследования показали, что изучаемая зона может варьировать от 3 до 220 *м.* Нижний предел определяется возможностями разрешения фазовых смещений, верхний соответствует чувствительности детекторов к слабым сигналам, которые поглощаются и затухают в породе.

Практический опыт. В американской нефтяной литературе полезность этого метода картирования трещин ГРП многократно описана, при этом подчеркиваются его преимущества перед другими методами:

- активная техника с большим радиусом действия;
- метод может использоваться для картирования искусственных и естественных трещин;
- метод работает в открытом и обсаженном стволах;
- точность не зависит от относительной величины горизонтальных напряжений и глубины трещины ГРП.

3. Каротажные методы

Существуют 3 метода прямого измерения азимута обнаруженной трещины в стволе скважины: 1) пакеры с печатью; 2) акустический телеобзор; 3) применение скважинной телекамеры. Их преимуществами являются простота работ и интерпретации, возможность получения точных данных. Недостатком является необходимость заканчивания скважины с открытым стволом или проведения работ до спуска обсадной колонны. Пакеры с печатью являются самым старым из упомянутых методов. Технология состоит из спуска надувных пакеров на НКТ и их посадки в нужном интервале открытого ствола. Снаружи пакер покрыт специальной резиной. При надувании пакера наружное покрытие деформируется и сохраняет отпечаток стенки скважины, включая трещины. Азимут определяют с помощью инклинометра, подвешенного ниже пакера.

Такие преимущества метода, как простота интерпретации и нечувствительность к скважинным флюидам, очевидны. Ограничением являются невозможность исследования длинных вертикальных трещин, скалывания при деформации резины пакера кромки трещины.

Акустический телеобзор. Современный акустический телевизор является хорошим инструментом для идентификации трещины. Недостатком является то, что при очень тяжелых растворах и при раз- газировании жидкости может происходить затухание сигнала.

Скважинное телевидение. Ясно, что это самый лучший из методов: результаты надежны, оператор непосредственно разглядывает стенку скважины, интерпретация очень проста; недостаток - необходимо доставить на забой прозрачную жидкость, но это, в принципе, выполнимо. В ближайшие годы скважинное телевидение станет обычной геофизической операцией для определения азимута трещины, ее ширины и высоты.

4. Другие способы определения азимута трещин

Изменение конфигурации ствола скважины при бурении

Многие годы отмечалось, что нередко стволы скважин размываются, скалываются, сечение их становится эллиптичным, причем длинная ось в эллиптичных сечениях проходит по одному и тому же азимуту. Такие случаи получили название “прорыв” (“брейкаут”). На стабильность формы сечения ствола скважины влияет множество факторов, в том числе технология бурения, состояние долота, физическое и химическое взаимодействие буровых жидкостей с пластом и породой, напряженное состояние пород. Круглый ствол, пересекающий пласт с неодинаковыми горизонтальными напряжениями, будет создавать вокруг ствола концентрацию напряжений. По теории Белла и Кофа, брейкауты вызываются сдвиговым разрушением, причиной которого является эта концентрация напряжения и два условия: неравные горизонтальные напряжения и заметная прочность породы к сдвигу. Неравенство напряжений приводит к избирательной концентрации напряжения на той стороне ствола, которая перпендикулярна направлению максимального напряжения, и, если прочность на сдвиг достаточно высока, разрушение ствола и скалывание будут ограничены этой областью. В этом случае брейкаут развивается так, что длинная ось эллиптического сечения перпендикулярна ожидаемому азимуту трещины ГРП.

Другая ситуация предполагает, что некруглые сечения связаны с тем, что долото пересекает существующие неоднородности пласта или естественные трещины. Если в вытянутой форме сечения ствола “виноваты” естественные трещины, то большая ось сечения будет приблизительно параллельна азимуту естественной трещины.

Имеются две методики измерений брейкаута - акустическое телевидение и ориентированная кавернограмма четырехрычажного радиусомера.

Российские технологии

1. **Определение параметров гидроразрыва пластов с помощью акустического каротажа**

На месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз” параметры гидроразрыва (давление разрыва, количество пропанта и рабочей жидкости, длину и раскрытость трещин разрыва) рассчитывают с помощью западного пакета программ. Для расчетов параметров наряду с другими данными необходимо знание значений коэффициента Пуассона - (v) и модуля продольной упругости Юнга - (£), которые определяются через измерения в условиях естественного залегания пород трех величин: скоростей распространения продольной волны *P* и поперечной S упругих волн и общей плотности пород. Современные российские приборы акустического каротажа (АК), оснащенные моно-польными и дипольными преобразователями и работающие в широком (2-25 *кГц)* частотном диапазоне, обеспечивают измерение через обсадную колонну первых двух величин, если затрубное пространство заполнено цементным камнем, по крайней мере, наполовину. Проведенные немногочисленные исследования в разрезах Широтного Приобья [2] показали, что значения модуля Юнга близки между собой для чистых и глинистых песчаников, алевролитов и аргиллитов и резко (в 1,5-2 раза) отличаются для уплотненных карбонатизированных песчаников. Из-за малого количества измерений можно говорить скорее о тенденции изменений значений v и *E* с возрастом и глубиной залегания пород, чем о достоверно установленном факте. На практике даже в скважинах одного куста значения v и *E* сильно различаются из-за наличия в прослоях коллектора уплотненных (карбонатизированных) и глинистых песчаников. При производстве работ по гидроразрыву пластов из-за неточного знания вышеуказанных значений модулей практически каждая вторая скважина после окончания закачки в пласт жидкости с пропантом остается засыпанной остатками пропанта от забоя и вверх по НКТ на 100— 150 *м.* Для удаления остатков пропанта и запуска скважины в эксплуатацию (как правило, путем спуска насосного оборудования) применяют различные способы удаления пропанта, в том числе спуск глубинного ЭЦН - “самоубийцы”, то есть заранее идут на убытки. Как правило, ЭЦН после нескольких часов работы выходит из строя и бригада КРС поднимает насос на устье для ремонта. Иногда приходится жертвовать несколькими ЭЦН.

2. **Определение на качественном уровне высоты и типа трещины с применением АК**

Данная технология основана на записи данных АК до и после ГРП. Как правило, после проведения ГРП, в интервалах, где образовалась трещина, происходит изменение амплитуд волн Стоунли, а на ФКД - смещение фаз.

3. **Контроль результатов ГРП с применением механической расходометрии**

Технология состоит в том, что до и после ГРП возбуждают скважину и снимают профиль приемистости или отдачи. По изменению профилей судят о результатах ГРП.

4. **Контроль за ГРП с применением термометрии**

(технология разработана и применяется в ОАО“Нижневартовскнефтегеофизика”)

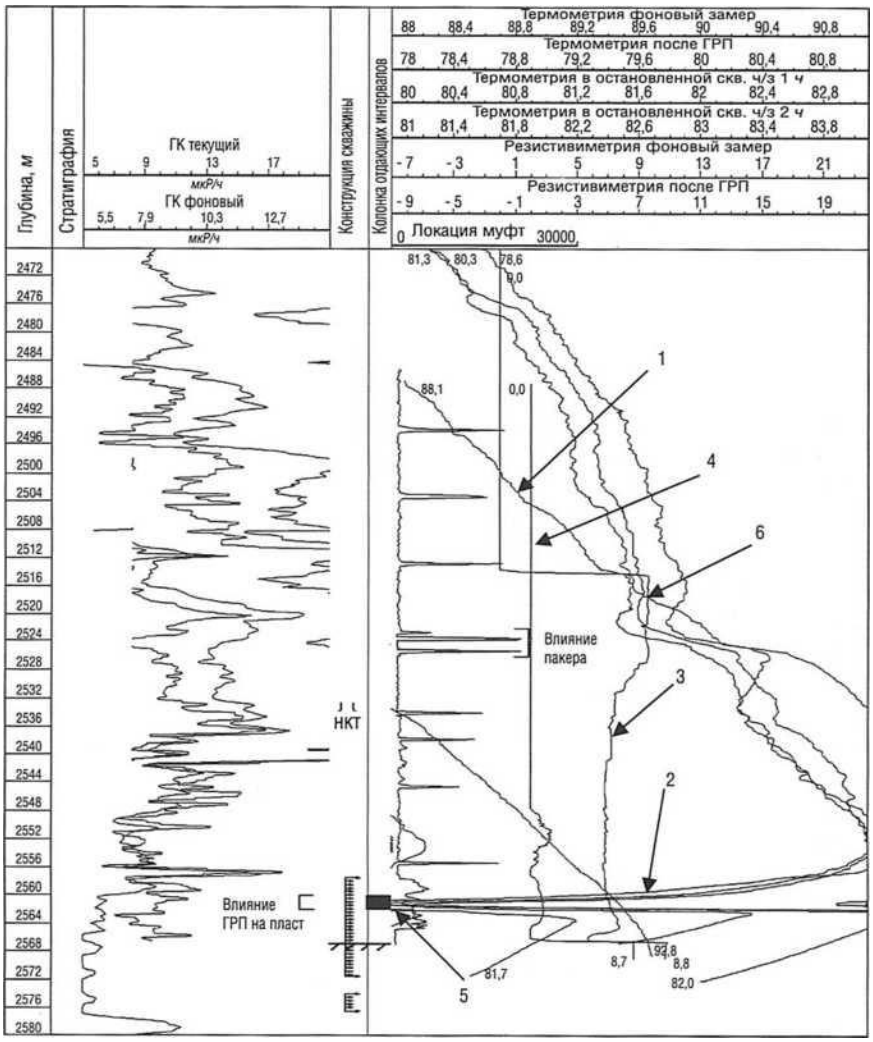
Суть технологии в том, что до и после “мини-ГРП” (закачки в пласт до основного ГРП - “сшитого геля”) проводят дистанционной аппаратурой исследования в районе интервала перфорации и выше на 100— 150 *м.* При этом используются следующие

методы: термометрия - основной; резистивиметр, влагомер-дополнительные; локатор муфт и ГК - для привязки.

На рис. 1 приводится пример контроля ГРП с применением термометрии и дополнительных методов - влагометрии, резистивиметрии.

До мини-ГРП проведена фоновая термометрия - кривая **1.** После проведения ГРП произведена запись 3 кривых (кривые 2) термометрии во времени (каждая кривая через 1 **ч).** В результате проникновения технической жидкости - “сшитого геля” в пласт и охлаждения породы коллектора в месте прохождения больших объемов жидкости на стенке скважины четко фиксируются границы трещины. В данной скважине видно, что разрыв пласта произошел практически в кровле коллектора в интервале 2560-2564 *м;* высота трещины - порядка 2 *м;* форма трещины - очевидно горизонтальная. Кривая резистивиметра до ГРП (3) показывает, что на глубине 2514 *м* имеется раздел водной и органической фаз. Этот факт показывает, что в данном случае бригада КРС нарушила технологию проведения ГРП, так как при проведении ГРП в стволе скважины не должно быть воды.

5. Контроль за проведением ГРП с применением автономной аппаратуры



(применяется в ОАО “Нижневартовскнефтегеофизика”)

Рис. 1. Определение интервалов гидроразрыва пласта Ю1 с применением термометрии:
1 - *термограмма до проведения мини-ГРП; 2 - термограммы во времени после проведения мини-ГРП;* 3 - *кривая резистивиметрии до мини-ГРП;* 4 - *кривая резистиви-*

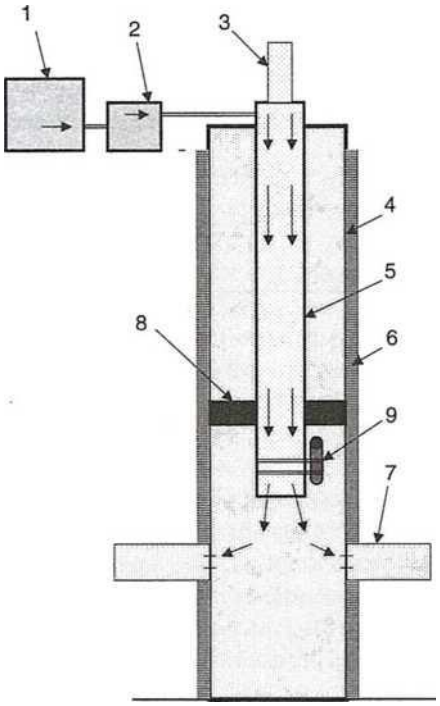


Рис. 2. Технология контроля ГРП автономной аппаратурой:

1 - емкость с технологической жидкостью и пропантом; *2* - насосы; *3* - фонтанная арматура; *4* - обсадная колонна; *5* - НКТ; *6* - цементный камень; *7* - перфорированный пласт; *8* - пакер; *9* - контейнер с автономной аппаратурой

метрии после мини-ГРП; 5- границы трещины на стенке ствола скважины; 6 - граница раздела водной и органической фаз до мини-ГРП

Технология проведения контроля ГРП (рис. 2). Перед спуском оборудования в скважину для проведения ГРП под пакером в специальном контейнере устанавливается автономная аппаратура, которая позволяет контролировать весь процесс проведения ГРП:

- спуск и подъем оборудования;
- контроль за проведением мини-ГРП и основного ГРП;
- закачки в пласт технологической жидкости с пропантом.

В данном случае (рис. 3) на кривых барометрии и термометрии четко фиксируется, при каких давлениях и температурах происходил разрыв пласта при мини-ГРП и основном ГРП. Данная технология позволяет контролировать работу бригады КРС, а также соотносить расчетные данные для проведения ГРП (давление разрыва пласта, количество технологической жидкости с пропантом) с фактическим, что, несомненно, поможет в дальнейшем уточнить пакеты программ для расчета параметров ГРП для различных геологических объектов.

Заключение

Российские и западные технологии существенно отличаются по применяемым методикам, технологиям и по поставленным задачам. Западные технологии определяют не только наличие или отсутствие естественных или искусственных трещин после проведения ГРП, но и, как правило, определяют азимутальное распространение трещин, высоту и длину трещины.

Российские технологии применяют, в основном, каротаж в обсаженном стволе для определения динамических модулей упругости горных пород, наличия или отсутствия трещин после проведения ГРП. К сожалению, можно констатировать, что мы не имеем методик, технологий для определения азимутального распространения трещин.

Для создания и применения таких технологий имеются необходимые предпосылки:

1. В ОАО “ВНИИГИС” уже много лет назад разработаны на мировом уровне и широко применяются в практике 3-компонентные приборы ВСП.
2. В ОАО “НПФ Геофизика” давно разработаны и постоянно совершенствуются акустические телевизоры.
3. В ЗАО “Микросистемы-Гео” (г. Нижневартовск) разработана оригинальная телевизионная скважинная аппаратура, программно-аппаратное обеспечение для передачи изображений стенок скважины, забоя по обычному каротажному кабелю и по волоконно- оптическому.
4. В Институте Геофизики при Российской академии наук (г. Екатеринбург) разработана оригинальная геофизическая аппаратура с применением 3-осевого сейсмического датчика для прослушивания в скважинах фоновых шумов пород (движение зерен скелета, микроскалывания, растрескивания, перетекания заполняющих скелет породы флюидов, газов).

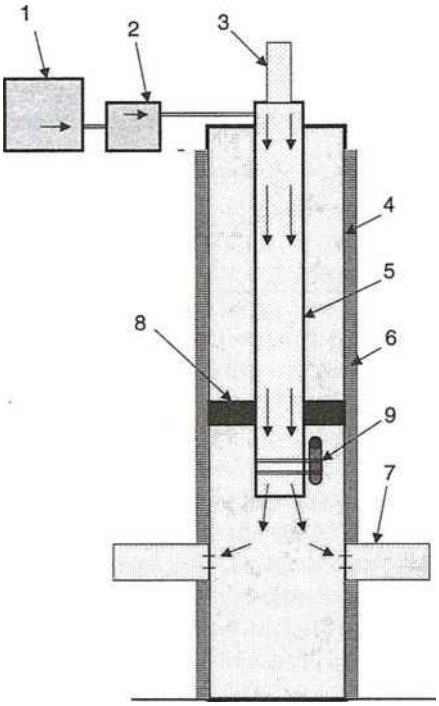


Рис. 2. Технология контроля ГРП авпономной аппаратурой:
1 - емкость с технологической жидкостью и пропантом;
2 - насосы;
3 - фонтанная арматура;
4 - обсадная колонна;
5 - НКТ;
6 - цементный камень;
7 - перфорирован¬ный пласт;
8 - пакер;
9 - контейнер с автономной аппаратурой

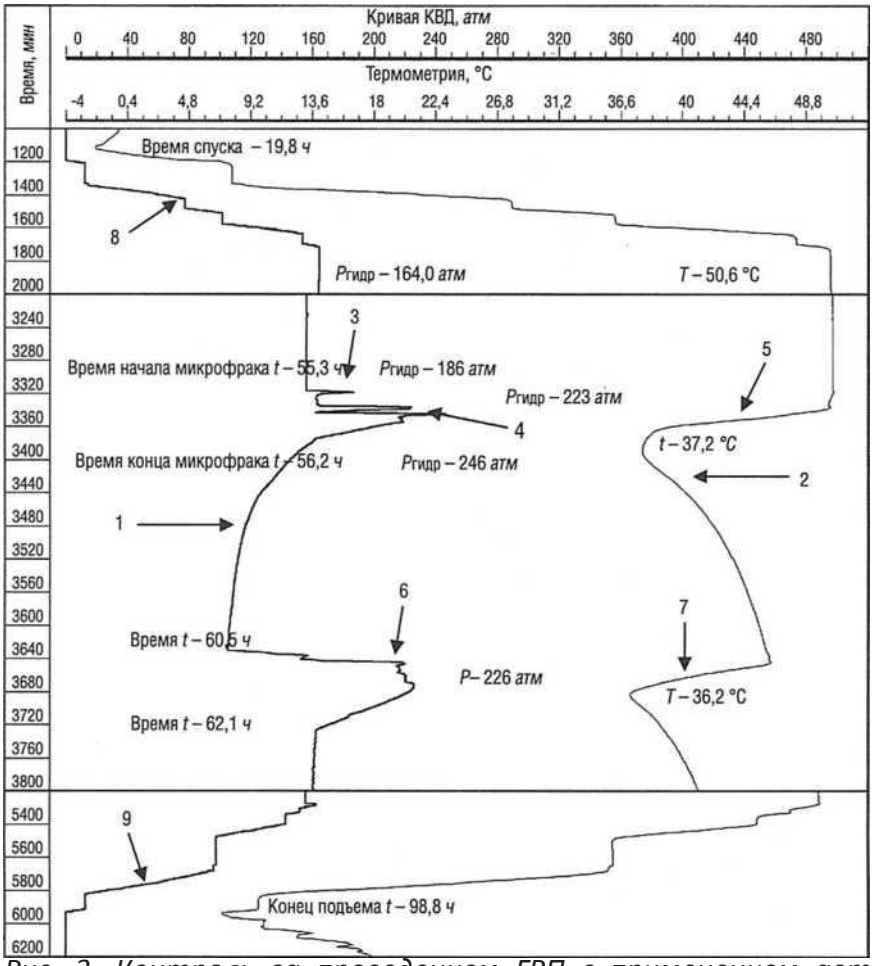


Рис. 3. Контроль за проведением ГРП с применением автономной аппаратуры: 1 - *кривая барометрии (падение давления после проведения первого ГРП);* 2 - *кривая термометрии (восстановление температуры после закачки технологической жидкости с пропантом);* 3 - *проведение мини-ГРП;* 4 - *проведение первого ГРП;* 5 - *охлаждение жидкости в стволе скважины при проведении первого ГРП;* 6 - *второе ГРП;* 7 - *охлаждение жидкости в стволе скважины при проведении второго ГРП;* 8 - *спуск автономной аппаратуры вместе с подземным оборудованием для проведения ГРП;* 9- *подъем автономной аппаратуры вместе с оборудованием*

Литература

1. *Малышев Г. А., Сонич В. П.* Состояние и перспективы развития технологии гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО “Сургутнефтегаз” // Нефтяное хозяйство. 2002. № 8. С. 88-91.

2. *Журба В. Н., Кострюков И. А., Попов И. Ф., Седач В. Ф., Белоконь Д. В., Козяр Н. В. II* НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. ГЕРС. 1998. Вып. 48.

3. *Малышев Г. А., Журба В. Н.* Анализ результатов определения параметров трещин ГРП геофизическими методами // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2001. Вып. 83. С. 63-73.

4. *СтефенЛ. Уолхарт, Серхио Берумен, Крейг Л и др.* Природный газ: интенсифицирующие обработки малопроницаемого пласта // Нефтегазовые технологии. 2002. № 2. С. 64-71.

ПРОГНОЗ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

И.С. Афанасьев, к.ф.-м.н. (ОАО «НК «Роснефть»), А.Н. Никитин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), И.Д. Латыпов, к.ф.-м.н., А.М. Хайдар, к.ф.-м.н., Г.А. Борисов, к.ф.-м.н. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

(«Нефтяное хозяйство», 11, 2009)

При проектировании дизайна гидравлического разрыва пластов (ГРП) в сложных геологических условиях в первую очередь требуется оценить геометрию трещины ГРП. Прогнозируемая геометрия трещины ГРП является основным критерием для определения количества закачиваемого проппанта и выбора метода обработки пласта. Для оценки экономической эффективности ГРП актуальность корректного расчета достижимых пределов геометрии трещины ГРП возрастает при:

- близости водонасыщенных зон (фронта нагнетаемых водили водонефтяного контакта);
- высокой расчлененности пласта;
- отсутствии выраженных глинистых перемычек.

Геометрия трещины ГРП, рассчитываемая специалистами подрядных организаций, нередко отличается от реальной из-за отсутствия детальной модели механических свойств пород определенной скважины. Именно поэтому задача прогноза геометрии трещины ГРП является актуальной. Подходы к ее решению только разрабатываются учеными и специалистами научно-исследовательских центров во всем мире. Сложность решения данной задачи обусловливают следующие факторы.

1. Отсутствие полноценных данных о механических свойствах горных пород. Наличие только средних справочных данных не позволяет прогнозировать геометрию трещин ГРП с достаточной точностью.
2. Неопределенность в расчете напряженно-деформированного состояния пород. При расчете горизонтального напряжения необходимо учитывать тектоническое и литостатическое напряжения, коэффициент пороэластичности, влияние температуры, которые не всегда известны с достаточной точностью.
3. Отсутствие корректных данных о величине утечек жидкостей разрыва. По результатам калибровочного теста при ГРП (мини-ГРП) обычно определяется среднее значение величины утечек (одно значение эффективности жидкости ГРП) целевого горизонта, но для корректного прогноза геометрии трещины ГРП требуется знание распределения коэффициента утечек по всему разрезу скважины. Даже при наличии таких исследований возникает большая сложность использования результатов по другим скважинам, так как фильтрация жидкости гидроразрыва в породы зависит не только от пласта, но и от изменяющихся реологических свойств жидкости ГРП.
4. Неопределенность в величине анизотропии по направлению механических свойств пород. Алгоритмы расчета геометрии трещины ГРП в промышленных симуляторах ГРП разработаны для изотропных пород, но наличие высокорасчлененных, сильно глинизированных пластов на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» требует более детального анализа напряженно-деформированного состояния объектов разработки.

В статье подробно рассмотрены п.1 и 2, а также предложен алгоритм прогноза геометрии трещины ГРП, успешно опробованный при проведении ГРП в скважинах Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз». Результаты получены в рамках проекта Системы Новых Технологий ОАО «НК «Роснефть»

Методы определения свойств горных пород

На глубинах объектов разработки месторождений ОАО «НК «Роснефть» напряжения не превышают предел упругости большинства горных пород. Поэтому напряженное формированное состояние пород может быть описано в рамках теории упругости. Из закона Гука известно, что основными механическими свойствами породы, влияющими на геометрию трещины, являются модуль Юнга и коэффициент Пуассона. В статье предполагается, что механические свойства пород изотропны по направлению. Модуль Юнга и коэффициент Пуассона могут быть измерены динамическими и статическими методами. Статические испытания керна определяют упругие свойства образцов при их деформации. Динамический метод основан на возбуждении звуковых и ультразвуковых волн в образце керна с регистрацией скорости распространения продольной и поперечной волн

$$E_D = \rho V_S^2 \frac{3V_P^2 - 4V_S^2}{V_P^2 - V_S^2}, (1)$$

$$\nu_D = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}, (2)$$

$$G_D = \rho V_S^2, (3)$$

$$K_D = \rho\,(3V_P^2 - 4V_S^2)/3, (4)$$

где E_D – модуль Юнга; ρ – плотность; v_S, v_P – скорость соответственно поперечной и продольной волны; ν_D – коэффициент Пуассона; G_D – модуль сдвига; K_D – модуль объемного сжатия. Здесь и далее индексы D и S при механических свойствах означают соответственно динамический и статический метод исследований.

Так как между парами E, ν и G, K существует взаимно однозначное соответствие [1], любой из этих пар достаточно, чтобы полностью описать напряженно-деформированное состояние породы.

Проведение поляризационного акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажей в скважине в соответствии с выражениями (1)-(4) также позволяет определить динамические механические свойства породы. В связи с тем, что скорость распространения упругой волны не зависит от ее частоты, механические свойства пород, рассчитанные по данным каротажа и динамических исследований образцов керна (в пластовых условиях), совпадают.

Результаты измерений механических характеристик породы зависят от метода измерений, который определяется из условий конкретной задачи. Так, статические методы измерений обычно используются для описания упругих свойств пород, подверженных длительной нагрузке (нетронутые породы в пластовых условиях), динамические – для описания мгновенных нагрузок (перфорационные взрывные работы, ударное бурение и др.).

При проведении ГРП необходимо знать механические свойства породы, определенные статическим методом. Однако в связи с малым охватом объектов разработки исследованиями механических свойств керна принципиально важным становится определение способа пересчета динамических упругих свойств породы в статические. На этот способ и вид зависимости влияют литология и условия залегания породы.

Свойства горных пород, используемые подрядчиками ГРП

Нередко независимые исследования геометрии трещин ГРП показывают несоответствие достигнутой и прогнозируемой геометрии трещины ГРП [2-4], что связано в первую очередь с неверными значениями механических параметров, положенных в основу дизайна ГРП. Среднесправочные значения не могут охарактеризовать широкий диапазон механических свойств пород с достаточной точностью. На рис. 1 представлены распределение механических свойств, используемых подрядчиками ГРП при проектировании дизайна гидроразрыва пласта АС12 Приобского месторождения в 2008-2009 гг., и результаты исследований керна этого пласта. Из него видно, что каждая сервисная компания, оказывающая услуги по проведению ГРП, использует свои механические свойства породы, которые не согласуются ни между собой, ни с результатами исследований керна.

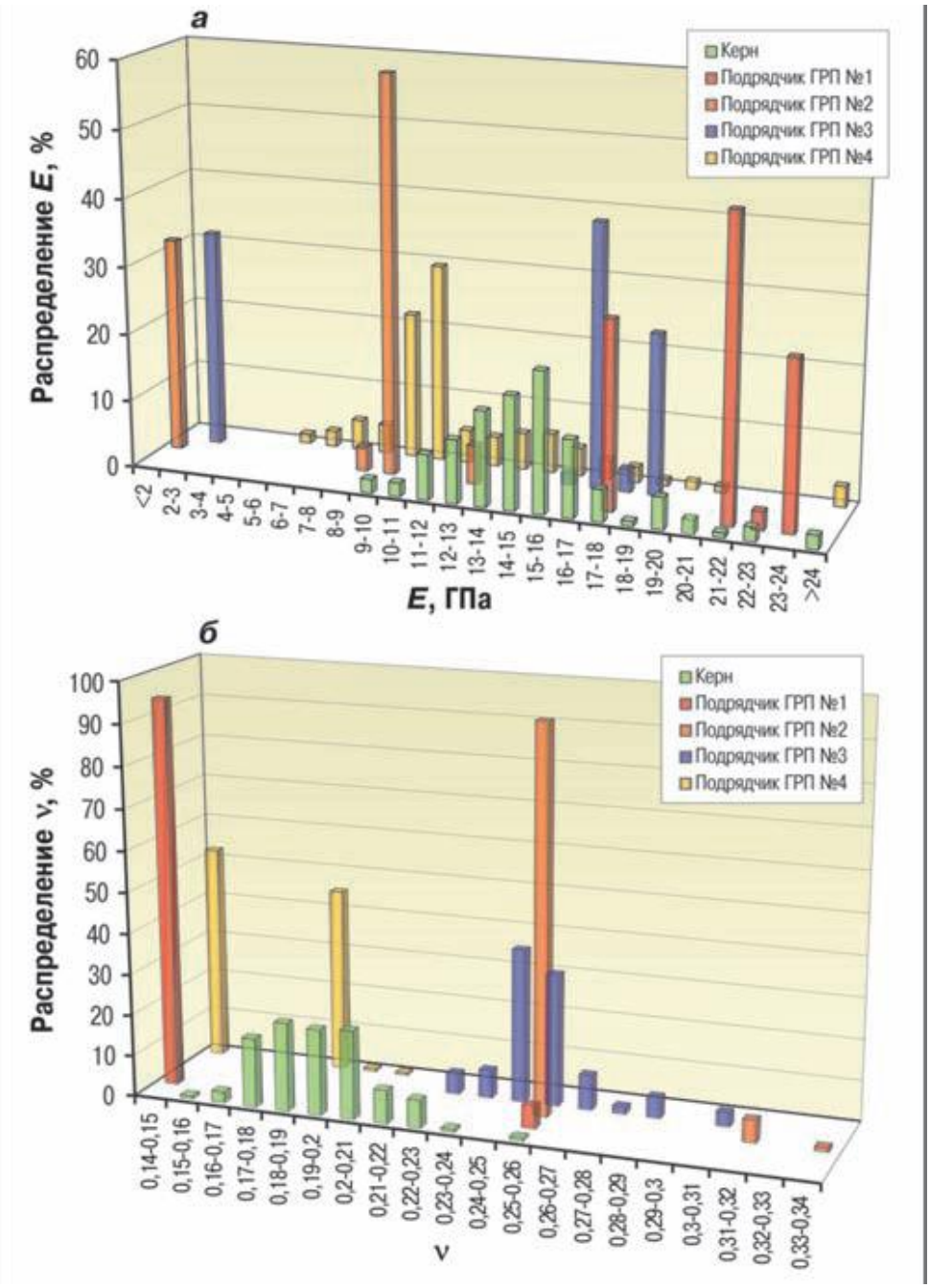


Рис. 1. Распределение значений модуля Юнга E (а) и коэффициента Пуассона (б) при проектировании дизайна ГРП в скважинах Приобского месторождения

Расчет механических характеристик породы по данным стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС)

Для тиражирования результатов измерений статических механических свойств керна авторы рассмотрели два единственно возможных подхода к расчету свойств породы по данным стандартного комплекса ГИС.

1. На основе исследований механических свойств керна и данных поляризационного акустического и плотностного каротажа (ГИС ↔ динамические механические свойства по АК и ГГКп = динамические свойства керна ↔ статические механические свойства керна).
2. На основе исследований механических свойств керна и данных о пористости (ГИС ↔ пористость ↔ статические механические свойства керна).

Подготовительный этап

Для восстановления зависимостей рассматривались 10 скважин Приобского месторождения. Одна из скважин являлась тестовой. Значения пористости j определены по данным ядерномагнитного каротажа. Динамические характеристики пород рассчитывались по данным плотностного и поляризационного акустического каротажа в соответствии с выражениями (1)-(4).

I этап

Не вдаваясь подробно в статистические методы, отметим, что данные ГИС были отфильтрованы от выбросов значений и шумов. Функциональная зависимость свойств породы от данных стандартного комплекса ГИС определяется в виде

$$Y = A + \sum_{i=1}^{5} B_i X_i + \sum_{i=1}^{5} C_i \log X_i \quad , (5)$$

где Y – свойство породы; A, B_i, C_i – искомые коэффициенты зависимости; X_i, log X_i – соответственно значение и логарифм значения ГИС (ПС, ГК, НК, БК, ИК), которые являются объясняющими переменными.

В табл. 1 и 2 представлен вид наиболее значимых зависимостей. Необходимость такого подхода обусловлена наличием участков в разрезе скважин с разным сочетанием методов ГИС. Для корректного решения задачи были устранены парные и множественные мультиколлинеарности объясняющих переменных с коэффициентом корреляции (детерминации) R>0,6. Зависимости удовлетворяют критерию Фишера – Снедекора при уровне значимости 0,01, а каждый фактор регрессии – критерию Стьюдента при уровне значимости 0,1.

Для примера использования карты восстановления динамических механических свойств (см. табл. 1, 2) рассмотрим зависимость № 1 более подробно. В табл. 3 представлены ее характеристики. Отметим, что самыми значимыми методами ГИС оказываются НК, ПС и ГК. На рис. 2 приведены результаты восстановленных механических свойств по тестовой скв. 6486.

Таблица 1

Номер зависимости	Каротаж	Восстанавливаемая характеристика							
		E	ν	φ	v_P	v_S	ρ	G	K
1	ПС, ГК, НК, ИК								
2	ПС, ГК, НК, БК								
3	ПС, НК, БК, ИК								
4	ПС, ГК, БК, ИК								
5	ПС, ГК, НК								
6	ПС, НК, ИК								
7	ПС, НК, БК								
8	НК, БК								
9	ПС, НК								

$R>0{,}8$ $0{,}7<R<0{,}8$ $R<0{,}7$

Таблица 2

Номер зависимости	Каротаж	Вид зависимости								
		ПС	НК	ИК	ГК	БК	log ПС	log НК	log ИК	log БК
1	ПС,ГК,НК,ИК				+		+	+	+	
2	ПС,ГК,НК,БК		+		+	+	+			
3	ПС,НК,БК,ИК	+				+		+	+	
4	ПС,ГК,БК,ИК			+	+	+	+			
5	ПС,ГК,НК		+		+		+			
6	ПС,НК,ИК	+						+	+	
7	ПС,НК,БК	+	+			+				
8	НК,БК		+							+
9	ПС,НК	+	+							

\+ Используется в зависимости Не используется в зависимости

Таблица 3

Y	Коэффициент корреляции		Относительная погрешность, %		Чувствительность к каротажу, %			
	Регрессия	Тест	Регрессия	Тест	ГК	ПС	НК	ИК
E_D	0,83	0,85	6,68	6,52	20,0	4,2	75,3	0,5
ν_D	0,73	0,76	3,33	3,32	17,3	29,8	52,2	0,7
φ	0,74	0,76	12,22	12,14	6,6	62,7	30,6	0,3
v_P	0,83	0,86	2,45	2,24	21,9	1,0	76,7	0,4
v_S	0,82	0,84	3,63	3,58	20,8	8,2	70,9	0,1
ρ	0,72	0,73	1,18	0,63	14,2	75,0	8,8	2,0
G_D	0,83	0,85	7,13	7,09	20,8	1,7	77,1	0,4
K_D	0,70	0,72	5,11	3,27	13,7	23,9	61,5	0,9

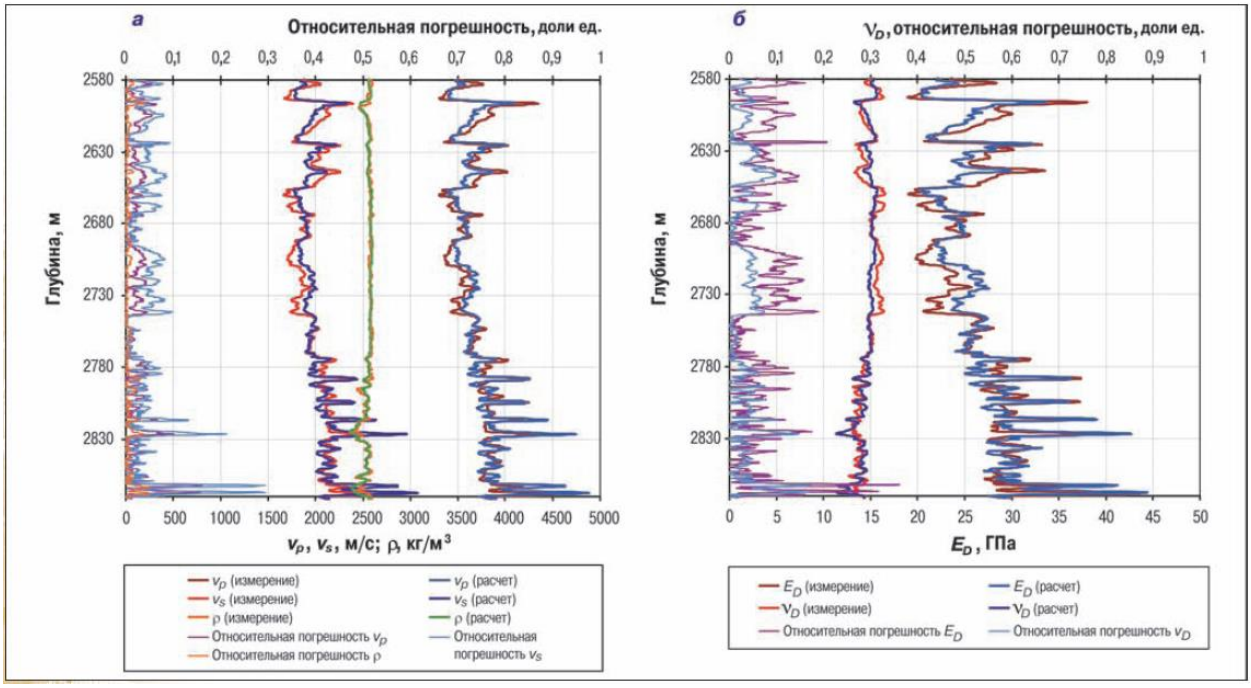


Рис. 2. Результаты расчета механических характеристик по скв. 6486

II этап

По результатам исследований механических свойств керна динамическим и статическим методами определяется корреляционная зависимость. В нашем случае она имеет следующий вид:

$$E_S = 0{,}014E_D^2 - 0{,}41E_D + 17{,}4 \ , R = 0{,}8 \qquad (6)$$

$$V_S = 0{,}15V_D + 0{,}18 \ , R = 0{,}85 \qquad (7)$$

$$K_S = 0{,}018K_D^2 - 0{,}42K_D + 10{,}3 \ , R = 0{,}76 \qquad (8)$$

$$G_S = 0{,}035G_D^2 - 0{,}39G_D + 7{,}1 \ , R = 0{,}8 \qquad (9)$$

Аналогично по результатам исследований керна получаем зависимость модуля Юнга от пористости.

$$E_S = 1179{,}5\varphi^2 - 340{,}7\varphi + 37{,}9 \ , R = 0{,}7 \qquad (10)$$

Восстановление модуля Юнга через пористость менее точно, хотя и менее затратно по сравнению с восстановлением через динамические механические свойства.

По результатам исследований керна получено, что коэффициент Пуассона не зависит от пористости, поэтому не может быть восстановлен вторым способом. Из-за отсутствия среди исследованного керна образцов с высоким содержанием глин построенные зависимости верны только для чистых и слабоглинистых песчаников.

Определение коэффициента пороэластичности, тектонического и литостатического давлений для корректного расчета горизонтального напряжения

Общий вид горизонтальных напряжений в ортогональных координатах в предположении, что давление закрытия p_{cl} равно минимальному горизонтальному напряжению в интервале развития трещины ГРП определяется следующим выражением

$$\begin{cases} p_d = \sigma_{H_{min}} = \frac{v}{1-v}\sigma_V - \frac{v}{1-v}\alpha_V p + \alpha_H p + \\ \frac{E}{1-v^2}\varepsilon_{H_{min}} + \frac{vE}{1-v^2}\varepsilon_{H_{max}} + \frac{E}{1-v}\alpha_T \Delta T \\ \sigma_{H_{max}} = \frac{v}{1-v}\sigma_V - \frac{v}{1-v}\alpha_V p + \alpha_H p + \\ \frac{E}{1-v^2}\varepsilon_{H_{max}} + \frac{vE}{1-v^2}\varepsilon_{H_{min}} + \frac{E}{1-v}\alpha_T \Delta T \end{cases}$$

где индексы min и max обозначают направление соответственно минимального и максимального горизонтальных напряжений; σ_V – вертикальное напряжение (литостатическое давление горных пород); p – пластовое давление; α_H, α_V – соответственно вертикальный и горизонтальный коэффициенты пороэластичности; ε_{Hmax}, ε_{Hmin}– горизонтальные линейные деформации в соответствующих направлениях; α_T – коэффициент теплового расширения горных пород; D_T – разница температуры между недеформированным и деформированным состояниями горных пород. Вертикальное напряжение в выражении (11)

$$\sigma_V = \int_0^H \rho g dh$$

(r – плотность, g – ускорение свободного падения, H – глубина залегания).

Для расчета вертикального напряжения необходимы корректные данные о плотности породы и вертикальной глубине залегания по всему разрезу скважины. Поэтому для корректного расчета вертикальных напряжений необходимы данные инклинометрии и плотностного каротажа.

Обычно запись плотностного каротажа ведется в области залегания продуктивного горизонта, что для Приобского месторождения соответствует глубине 2400-2700 м по вертикали. Средний интервал записи плотностного каротажа составляет 300 м. Поэтому неопределенность в определении вертикального напряжения обусловлена также отсутствием данных плотностного каротажа на участке более двух километров.

Коэффициенты пороэластичности – это характеристика структуры порового пространства. Они изменяются от 0 до 1, но из-за больших сложностей определения исследуются редко. Теоретически коэффициент пороэластичности может зависеть от пористости и проницаемости, которые в свою очередь зависят от направления напряжения. Из-за отсутствия исследований коэффициентов пороэластичности чаще всего встречаются следующие представления [5-7]:

$$\alpha_H = 1 \qquad , (12)$$

$$\alpha_V = 1 - q_1\varphi \qquad , (13)$$

$$\alpha_H = \alpha_V = q_2 + q_3\varphi \qquad , (14)$$

где q1, q2, q3 – положительные константы, зависящие от объекта разработки.

Выражение (11) содержит шесть неизвестных (σ_V, α_V, α_H, ε_{Hmin}, ε_{Hmax}, α_T), т.е. является недоопределенным. Предположим, что:

1) горизонтальные линейные деформации не зависят от латерального направления и линейно меняются в зависимости от глубины:

$$\varepsilon_{\mathrm{H_{min}}}(x, y, H) = \varepsilon_{\mathrm{H_{min}}}(H) = \mathrm{A_{H_{min}}} + \mathrm{H} * \mathrm{B_{H_{min}}}$$

$$\varepsilon_{\mathrm{H_{max}}}(x, y, H) = \varepsilon_{\mathrm{H_{max}}}(H) = \mathrm{A_{H_{max}}} + \mathrm{H} * \mathrm{B_{H_{max}}}$$

2) коэффициенты пороэластичности для каждого объекта разработки определены в виде: $\alpha_H=A_H+B_H\varphi$, $\alpha_V=A_V+B_V\varphi$.

При этом появляется возможность учета совокупности данных скважин месторождения. Используя данные 15 скважин Приобского месторождения, в которых были проведены поляризационный акустический и плотностной каротажи и 32 скважино-операции с ГРП, можно переопределить систему уравнений и применить метод многофакторной регрессии для решения задачи.

Для того, чтобы искомые коэффициенты регрессии имели физический смысл, факторы регрессии должны удовлетворять критерию значимости (например, критерию Стьюдента) и должна быть устранена парная и множественная мультиколлинеарность объясняющих переменных. Анализ парной и множественной мультиколлинеарности выявил статистически неразличимые факторы: A_H, A_V; B_H, B_V; A_{Hmin}, B_{Hmin}, A_{Hmax}, B_{Hmax}, α_T.

Тогда уравнение (11) принимает вид

$$p_d = \sigma_{\mathrm{H_{min}}} = \frac{v}{1-v}\sigma_V + \frac{1-2v}{1-v}\alpha p + \frac{E}{1-v^2}\varepsilon$$

где $\alpha=\alpha_V=\alpha_H$ – средний коэффициент пороэластичности для объектов AC_{10}, AC_{11}, AC_{12}; $\sigma_T = \frac{E}{1-v^2}\varepsilon$ – выражение для тектонического напряжения в направлении минимального горизонтального напряжения независимо от глубины залегания объекта.

В рамках введенных предположений по данной статистике определить максимальное горизонтальное напряжение невозможно. В результате решения задачи получено, что средняя плотность вышележащих пород ρ=2554 кг/м3, α=0,77, ε=0,11 мм, среднее тектоническое напряжение σ_T=1,85 МПа. При этом коэффициент корреляции составил 0,93.

При поиске α как функции пористости определена значимая зависимость в виде $\alpha=A_1+A_2e^{\varphi}$, коэффициент корреляции составил 0,73. При поиске α как функции проницаемости значимых зависимостей не найдено.

Прогноз геометрии трещины ГРП. Первый опыт

Использование специальных методов измерения высоты трещин и давлений закачки ГРП позволяет успешно решить задачу восстановления реальной геометрии трещины ГРП по факту проведения скважино-операции [2-4].

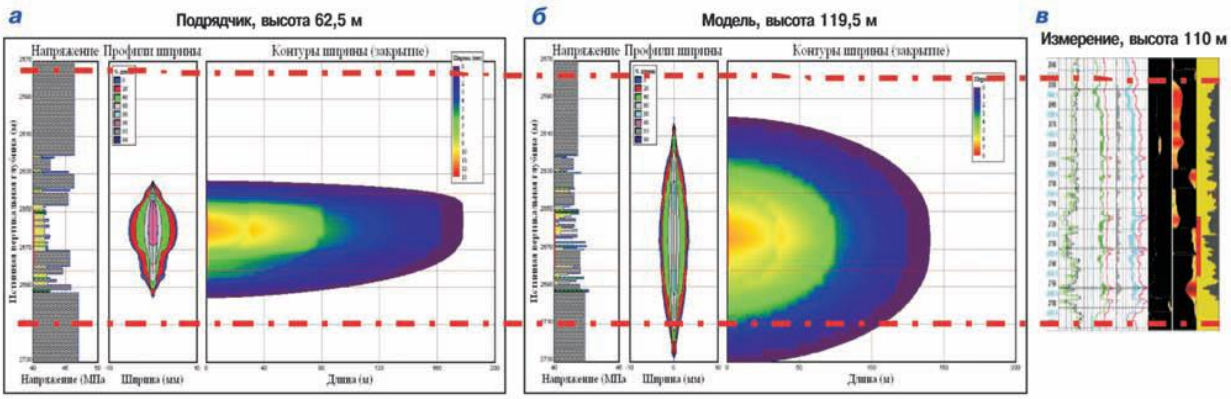


Рис. 3. Прогнозируемая подрядчиком (а), по модели (б) геометрия трещины на этапе анализа мини-ГРП, фактическое измерение (в): а, б – высота трещины составляет соответственно 62,5 и 119,5 м

Сложность прогноза реальной геометрии трещины ГРП (прямая задача) по сравнению с предыдущей задачей заключается в том, что неизвестны ни давления закачки, ни измеренная высота трещины ГРП. При разработке дизайна ГРП единственное, что

может привести к успешному прогнозу – адекватная модель механических и фильтрационных свойств, а также корректный рас чет напряжений.

При планировании ГРП в скв. 4955 Приобского месторождения в график работ были включены исследования высоты трещины ГРП и плотностной каротаж. Это позволило рассматривать данную скважину как кандидата для апробирования методики прогноза геометрии трещины ГРП. Были восстановлены модуль Юнга, коэффициент Пуассона и рассчитан горизонтальный профиль напряжений по всему разрезу скважины. Дизайн ГРП проектировался параллельно с подрядчиком ГРП. В дизайне подрядчика были изменены только модуль Юнга, коэффициент Пуассона и горизонтальное напряжение. Прогнозируемая подрядчиком высота составляла 62 м, по модели – 120,5 м. По результатам мини-ГРП рассчитана эффективность жидкости (68 %), определено давление закрытия (40,8 МПа) и пластовое давление по Хорнеру (30 МПа). В модели были пересчитаны горизонтальные напряжения и скорректирован профиль коэффициентов утечек. Коэффициент Пуассона и модуль Юнга не изменялись. Совместно со специалистами подрядной организации было принято решение о снижении объема жидкости ГРП на стадии «подушки» мини-ГРП с 200 до 175 м3 и уменьшении скорости закачки с 4,2 до 4 м3/мин. На рис. 3 представлены результаты моделирования геометрии трещины ГРП на этапе анализа миниГРП (проектирование редизайна) и исследования высоты трещины ГРП. Из рис. 3 видно, что использование данных специальных ГИС и исследований геомеханических свойств керна обеспечивает более достоверное моделирование процессов ГРП и, как следствие, позволяет оптимизировать и проведение скважино-операции и систему разработки. Поскольку при проектировании ГРП в данной скважине использовались только данные о механических свойствах песчаников, повысить точность расчетов геометрии трещины ГРП можно, используя данные о механических свойствах образцов керна с высоким содержанием глины.

Увеличить точность прогноза геометрии трещины позволила корреляционная модель механических свойств горных пород и реализованный расчет горизонтального напряжения – тектонического и литостатического, – а также коэффициента пороэластичности.

Список литературы

1. Ландау Л.Д., Лившиц Е.М. Теоретическая физика. – М.: Наука, 1987. – Т. VII. Теория упругости. – 248 с.
2. Применение плотностного и поляризационного акустического каротажа для оптимизации гидравлического разрыва пласта/Г.А. Борисов, И.Д. Латыпов, А.М. Хайдар [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 98-101.
3. Nikitin A., Shirnen A., Maniere J. Complex Fracture Geometry Investigations Conducted on Western-Siberian Oilfields at Rosneft Company// Paper SPE 109909 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Anaheim, California, U.S.A.
4. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia/A. Nikitin, A. Judin, I. Latypov et al.//Paper SPE 121888 presented at the 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 4–6 August 2009.
5. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation 3rd Edition. John Willey & Sons, LTD, New York. – 2000.
6. Mohammed Y., Zillur R. A Mathematical Algorithm for Modeling Geomechanical Rock Properties of the Khuff and Pre-Khuff Reservoirs in Ghawar Field//Paper SPE 68194 presented at the 2001 SPE Middle East Oil Show held in Bahrain. – 17-20 March 2001.
7. Volko P., Economides M.J. Hydraulic Fracturing Mechanics, Jone Wiley & Sons Ltd., New York. – 1995.

ОПЫТ АНАЛИЗА И ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ НА ПЛАСТЕ АС12 ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Никитин А.Н. (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А.3 (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), Пестриков А.В., Колесников А.А. (ОАО «НК «Роснефть»)
(«Нефтегазовое дело», № 1, 2011)

Аннотация. Определение геометрии трещины ГРП является одной из самых сложных и актуальных задач. Геометрия трещин ГРП, рассчитанная специалистами подрядных организаций зачастую отличается от фактической, что сильно отражается на проектировании систем разработки и оптимизации систем поддержания пластового давления. Увеличить точность определения геометрии трещины позволила корреляционная модель механических свойств горных пород на основе данных специального набора ГИС. В работе также даны рекомендации по подбору скважин-кандидатов под исследования методом кроссдипольного акустического каротажа.

Введение

Применение акустических методов исследования для определения геометрии трещины ГРП получило в настоящее время широкое распространение. За последние несколько лет на Приобском месторождении было проведено более 20 работ кроссдипольного акустического каротажа. Кроссдипольный акустический каротаж в настоящее время является наиболее достоверным способом исследования геометрии трещины ГРП.

Анализ распространения скорости поперечной волны позволяет определять анизотропию распространения скорости по направлению, а также определить, чем обусловлена наблюдаемая разница – концентрацией напряжений в прискважинной зоне или свойствами пород. Совокупность этих данных с дополнительной информацией, такой как направления максимального и минимального горизонтального стресса и значений минимальных горизонтальных напряжений в пласте и седи-ментологический анализ неоднородности позволяет получить внутренне устойчивую модель распределения напряжений геологической среды, которая объясняет анизотропию акустических скоростей.

Целью проведенных исследований являлось оценка достигнутой геометрии трещины ГРП и определение азимута распространения трещины на Приобском месторождении, разработка методики проведения исследований и определения границ применимости данного подхода. В работе также даны рекомендации по подбору скважин-кандидатов под исследования методом кроссдипольного акустического каротажа. Результаты получены в рамках проекта Системы новых технологий ОАО «НК «Роснефть».

1. Основные критерии выбора скважин-кандидатов для исследований

Важным вопросом в исследовании геометрии трещины ГРП является получение достоверных данных кроссдипольного акустического каротажа. Несмотря на очевидные преимущества, этот метод имеет ряд существенных ограничений на выбор скважин кандидатов для проведения исследований. Основной сложностью исследований скважин на этом месторождении являются их многопластовость и наклоннонаправленность.

Разработка Приобского месторождения ведется совместно, добыча нефти происходит одновременно с пластов АС10, АС11, АС12, и большая часть скважин месторождения являются многопластовыми. На таких скважинах измерение геометрии

закрепленной трещины оказывается возможным лишь при достаточно большом расстоянии между пластами. Однако, во время проведения ГРП на разные пласты одной и той же скважины, возможен больший по сравнению с расчетным рост трещины в высоту, что помимо резкого повышения давления во время ГРП и преждевременной остановки закачки [1] может привести к пересечению трещин в ПЗП, и это, в свою очередь, делает невозможным исследование высоты трещины каждой стадии ГРП. В этом случае результаты интерпретации могут отражать лишь общую высоту разрушенной части и выделить каждый гидроразрыв отдельно не представляется возможным.

Одним из моментов, снижающих достоверность исследований, является наклон ствола скважины в продуктивной зоне пласта. При отсутствии исследований гироскопа интерпретация азимута распространения трещины происходит с учетом данных инклинометрии, Азимут распространения трещины ГРП определится в первую очередь относительно ориентации скважины. Известно, что данные азимута скважины по инклинометрии малодостоверны на вертикальных участках ствола. Поэтому при отсутствии исследований гироскопа для корректного определения азимута распространения трещины угол наклона скважины должен составлять не менее 3 градусов. С другой стороны высокий угол наклона скважины не позволяет достоверно определить высоту трещины в случае роста ее в высоту. Для наглядности достаточно сказать, что в предельном случае – горизонтальной скважине, измерение высоты трещины невозможно, а в строго вертикальной скважине прибор «покажет» границы закрепленной трещины с максимальной точностью, естественно, если трещина развивается в вертикальной плоскости. Задачи исследования азимута распространения трещины ГРП и ее высоты без использования гироскопа ограничивают друг друга: для определения азимута мы нуждаемся в наклоне скважины, для определения высоты – в ее вертикальности.

Из несложных геометрических соображений с учетом глубины метода можно рассчитать максимальную регистрируемую высоту:

$$Ht_{tvd} = \frac{2r\cos\beta}{\sin\alpha\sin\beta} \quad , (1)$$

где r – глубина исследования прибора; β – угол наклона ствола скважины в интервале исследования; α – угол между азимутом ствола скважины и азимутом распространения трещины.

Сопоставляя результаты определения высоты, основанной на измерении поляризационных акустических каротажей, и расчет максимальной регистрируемой высоты можно определить достоверность данных. Для быстрой оценки достоверности определения высоты трещины можно пользоваться палеткой (рис. 1), построенной по формуле для максимальной регистрируемой высоты.

Наряду с вышеперечисленными ограничениями возможно получение недостоверных и некорректных данных из-за технического состояния скважины, к которым, например, относятся пересыпка забоя после проведения ГРП, что делает невозможным спуск прибора, отсутствие сцепления между пластом и колонной. Эти факторы делают невозможным корректную запись кроссдипольного акустического каротажа.

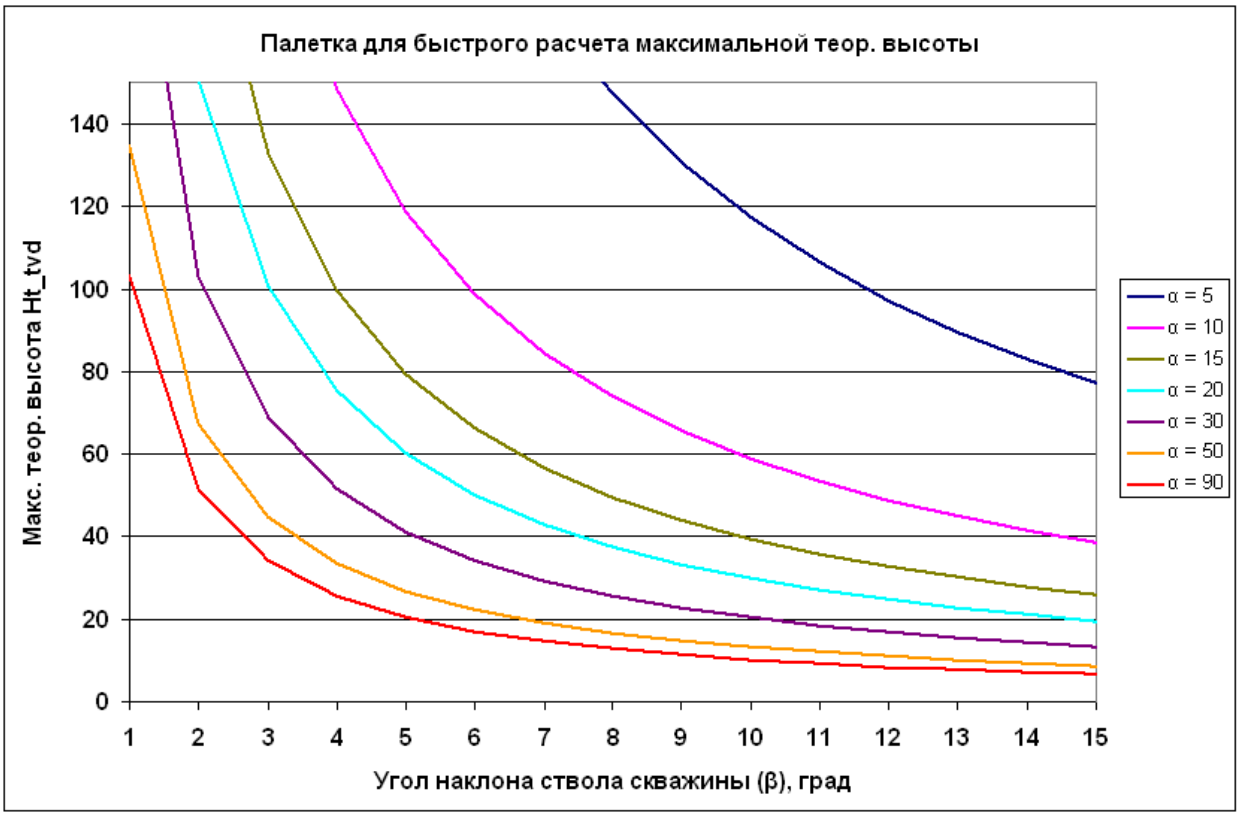


Рис. 1. Палетка для расчета максимальной регистрируемой высоты. Рассчитана для глубины исследования прибора 0,9 м.

2. Построение геомеханических свойств породы в разрезе пласта AC_{12} Приобского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз"

Комплексная адаптация для построения геомеханической модели была проведена при анализе ГРП, проведенного на скважине №5466 Приобского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз". Выбор именно этой скважины не случаен, т.к. помимо требуемых специальных ГИС после операции ГРП проводились исследования для определения геометрии трещины, что позволило окончательно откалибровать модель горизонтальных напряжений по высоте созданной трещины ГРП.

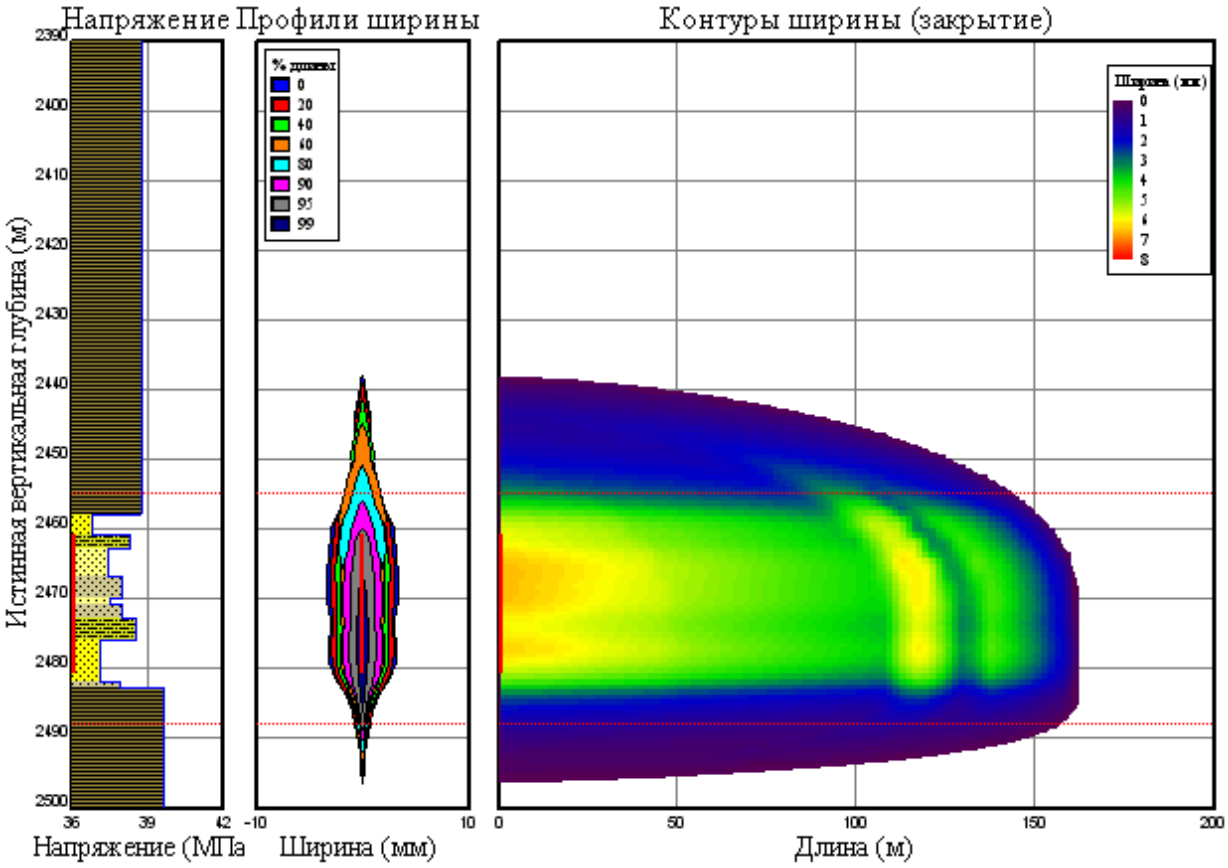
Перед проведением операции ГРП на данной скважине проводились плотностной и поляризационный акустический каротажи. Также надо отметить, пласт АС12 Приобского месторождения охвачен достаточно большим объемом исследований механических свойств керна, и, следственно, по данному объекту разработки определена корреляционная зависимость между динамическими и статическими механическими свойствами пород (Модуль Юнга, коэф. Пуассона). Благодаря этому, вертикальное напряжение и профиль статических геомеханических параметров разреза были рассчитаны с достаточной точностью.

Процесс проектирования дизайна ГРП и анализа производства скважино-операции достаточно подробно описан в работе [2, 3, 4]. При анализе ГРП на рассматриваемой скважине параметрами адаптации также являлись только коэффициенты пороэластичности и утечек.

Опуская этапы анализа данных ГРП и, переходя к полученным результатам надо отметить, что для совпадения расчетной кривой и КПД основного ГРП был скорректирован профиль коэффициентов пороэластичности (что повлекло изменение профиля горизонтальных напряжений) и увеличены коэффициенты утечек. При этом

значения модулей Юнга и коэффициентов Пуассона, полученные по данным ГИС и исследованиям керна не менялись.

Кроме того, на анализируемой скважине после операции ГРП был проведен повторный поляризационный акустический каротаж, который позволил определить высоту трещины ГРП.



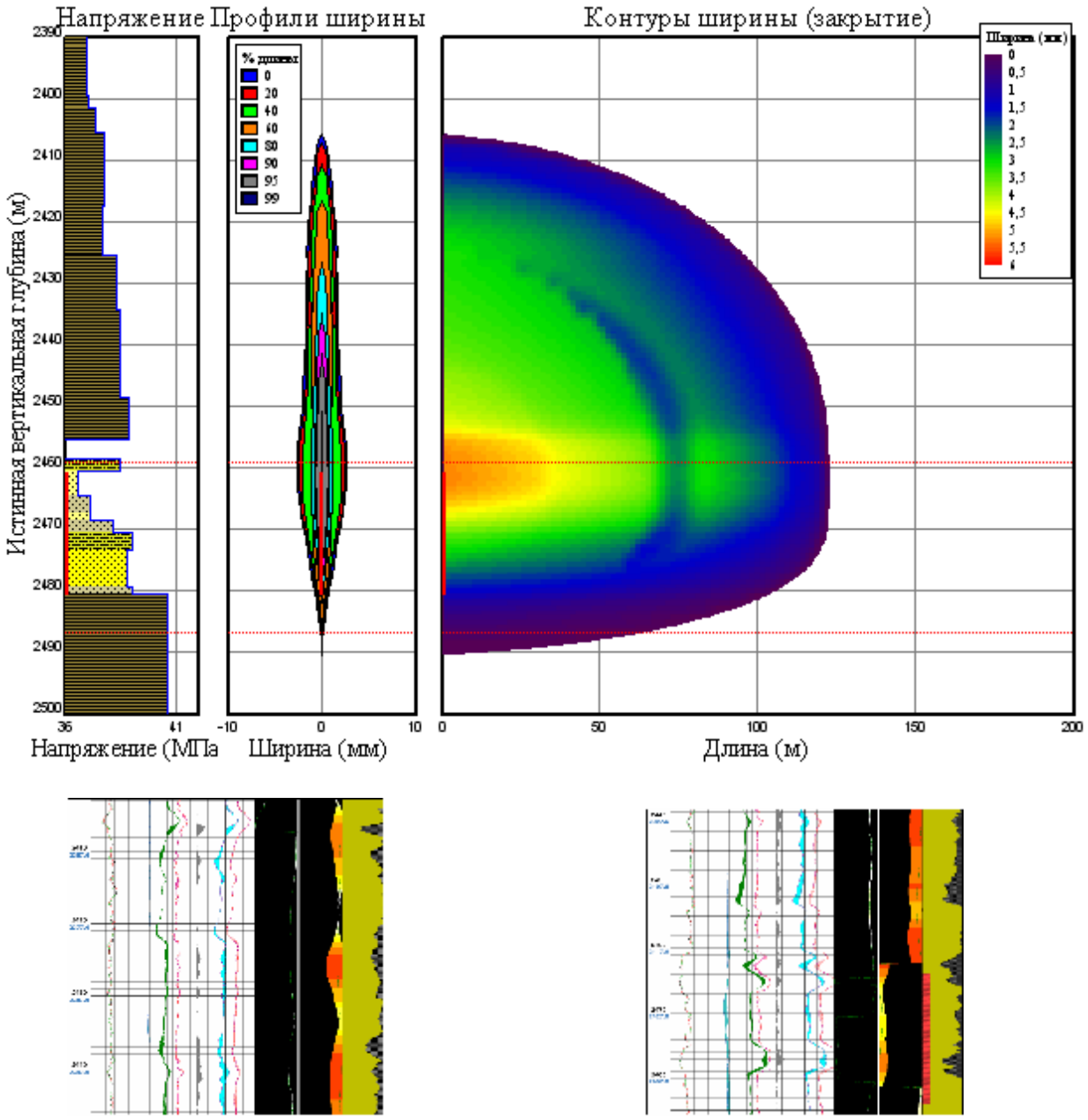


Рис. 2. Геометрия трещины по данным подрядчика (первый),
анализу ГРП с учетом данных ГИС (второй),
по данным исследований высоты трещины (последние 2 маленьких)

Как видно из рис. 2, глубины и высота трещины, полученной по модели, построенной с учетом данных ГИС с достаточной точностью (погрешность менее 10 %) совпадает с независимыми исследованиями определения высоты трещины.

На рис. 3 приведено сравнение одномерных геомеханических моделей использованных авторами и подрядчиком, выполнявшим ГРП на данной скважине.

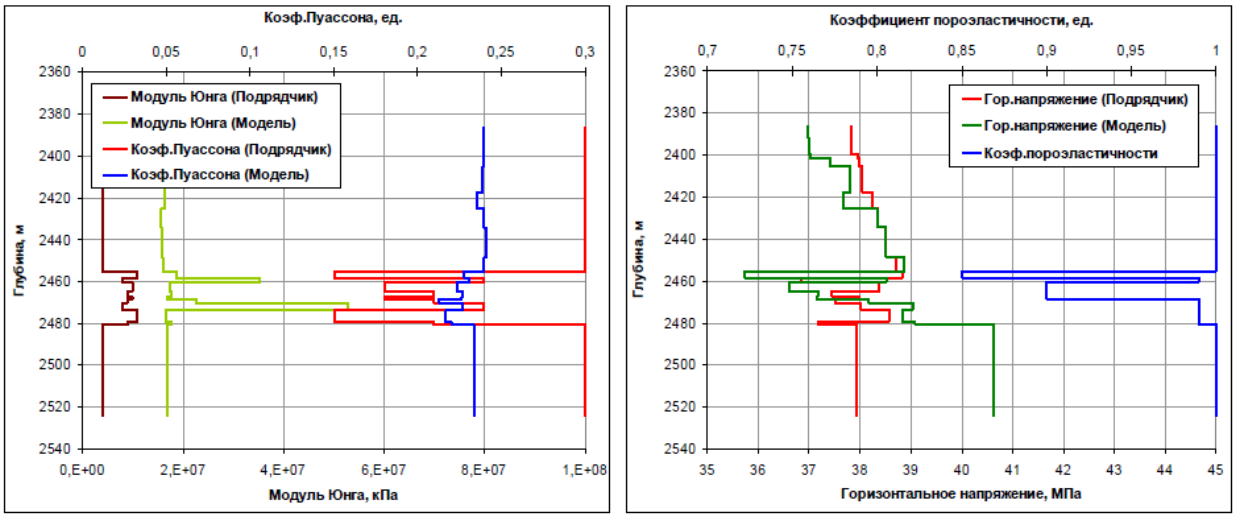


Рис. 3. Сравнение профилей геомеханических свойств, используемых подрядчиком и полученных в результате адаптации модели с учетом ГИС

Как было отмечено в [2], истинность того или иного профиля геомеханических свойств, полученного в результате адаптации кривых давления закачки может быть подтверждена или опровергнута результатами проведения независимых исследований для определения геометрии трещины. На скважине №5466 Приобского месторождения ООО "РН-Юганскнефтегаз" подобные исследования были проведены. Что подтвердило степень достоверности проведенных расчетов.

3. Влияние плотных пород на оценку высоты трещины ГРП.

К особенностям проведения кроссдипольного акустического каротажа можно отнести характерное поведение кривых записи каротажа в плотных породах (рис. 4). Как видно из рисунка, трещина полностью расположена между плотными породами. В данном случае дать однозначную интерпретацию сложно, поскольку средняя загрузка проппанта на метр высоты трещины (4,7 т/м) отличается от средних значений соседних скважин по пласту АС12 (1,1 т/м). Этот факт наиболее вероятно говорит о росте трещины в высоту в зоне дальней от ствола, что обуславливается пространственной неоднородностью плотных пород, либо о высокой удерживающей способности плотных пород и эффективном размещении проппанта, что маловероятно.

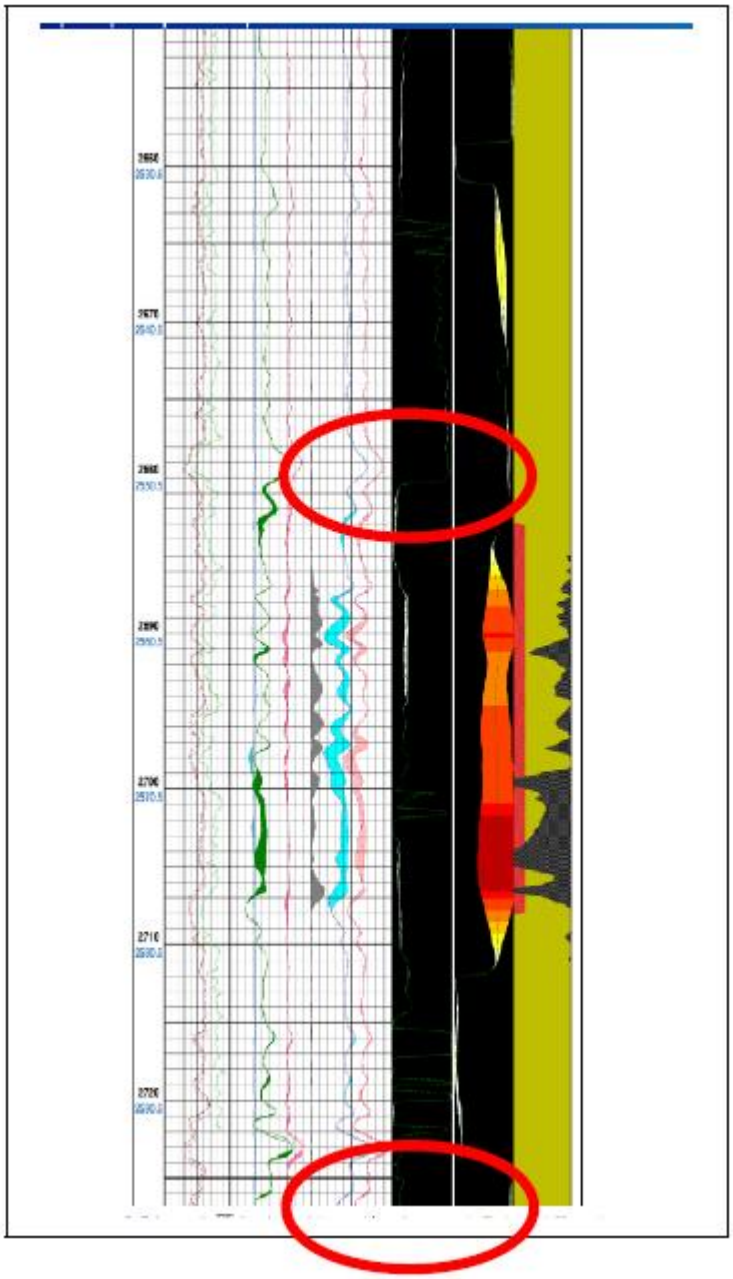


Рис. 4. Выделение плотных пород. Скважина 6518. Пласт АС12 Приобского месторождения.

Выводы

1. При отсутствии исследований гироскопа для достоверного определения азимута трещины ГРП при помощи кроссдипольного акустического каротажа угол наклона ствола скважины должен составлять более 3 градусов. Для определения высоты трещины необходимо также учитывать угол наклона скважины: одновременное достоверное определение высоты и азимута трещины ГРП возможно при угле ствола скважины 3-4 градуса и со направленности азимута скважины, ориентировочному азимуту развития трещины ГРП.
2. Достоверные результаты интерпретации кроссдипольного акустического каротажа для определения геометрии трещины в многопластовой скважине возможны при исключении перекрытия трещин между собой. Также важными являются факторы технического состояния скважины: текущий забой после ГРП, сцепление цемента с колонной.
3. Ретроспективный анализ геометрии трещины показал, что при применении методики восстановления геомеханических свойств можно увеличить точность в определении геометрии трещины до 80 % по высоте, до 3 раз по длине и ширине.

Литература

1. Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2008. №11. С. 38-41.
2. Борисов Г.А., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Кузин И.Г., Степанов М.А.. Применение плотностного и поляризационного акустического каротажа для оптимизации гидравлического разрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 98-101.
3. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта. // Нефтяное хозяйство. 2009. №11. С. 62-66.
4. Nikitin, A., Yudin. A, Latypov, I., Haidar, A, Borisov, G. Hydraulic Fracture Geometry Investigation for Successful Optimization of Fracture Modeling and Overall Development of Jurassic Formation in Western Siberia // SPE Paper 121888 presented at the 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 4–6 August 2009.

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ (ГРП) МЕТОДОМ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

В. М. Добрынин, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов (РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), С. В. Константинов, Ю. Г. Пименов (ЗАО "Урал-Дизайн")

(НТВ «Каротажник» № 2006. Вып. 146)

Опыт использования волнового акустического каротажа (ВАК) в составе технологии ГРП. При проведении ГРП наиболее широко применяется метод термометрии [1]. По мнению авторов, существенное расширение получаемой информации при тех же временных затратах дает исследование скважин методом ВАК, позволяющим получить комплексную информацию о пласте и техсостоянии скважины за один спуско-подъем прибора, а по информативности он эквивалентен выполнению нескольких геофизических методов.

Для обработки и интерпретации данных ВАК используется система “Камертон” [3]. Опыт применения метода ВАК в составе технологии ГРП (локального поинтервально-направленного и других видов), накопленный сервисной компанией “Урал-Дизайн”, показывает, что проведение двухкратного исследования скважины методом ВАК (до и после ГРП) дает представление о текущих свойствах и изменениях пласта и скважины, а также позволяет осуществлять контроль за проведением операции и воздействием, оказываемым ГРП.

Информационные возможности волнового акустического каротажа

Волновое поле, регистрируемое методом ВАК, содержит разные типы упругих волн, основными из которых являются продольная (*P*), поперечная (*S*) и Лэмба-Стоунли (*L-St*) волны. На каждом шаге регистрации данные волны отражают распространение в среде упругих деформаций различного вида. Характеристики волн (кинематические, амплитудные, частотные) несут информацию о свойствах среды. Это позволяет получать по данным ВАК комплексную характеристику свойств пласта, сведения о содержащихся в нем флюидах и техническом состоянии скважины. На рис. 1 представлены методики количественной интерпретации данных ВАК и стандартного комплекса ГИС, реализованные в компьютерной системе “Камертон” [3].

Рис. 1. Методики интерпретации данных ВАК и стандартного комплекса ГИС в системе "Камертон"

Применение данных методик заключается в расчете необходимых характеристик волн по волновому полю, зарегистрированному в скважине в "текущее" время, и их совместная интерпретация с кривыми ГИС, полученными в открытом стволе на момент строительства скважины.

За одну спускоподъемную операцию акустического зонда выдается комплексная характеристика текущего состояния пласта и скважины:

- коэффициент текущей нефтенасыщенности пород $к_н$, положение контактов ВНК и ГЖК;
- пористость пород: общая, динамическая, трещинная, кавернозная;
- проницаемость пород;
- упругие свойства пород: сжимаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига;
- наличие или отсутствие зазоров между колонной и цементным камнем, их размер и протяженность;
- качество гидродинамической сообщаемости скважины с продуктивным пластом в интервале перфорации.

Петрофизической основой оценки $k_н$ служит усовершенствованное уравнение Био-Гассмана [4], связывающее объемную динамическую сжимаемость породы *(она рассчитывается по данным ВАК)* с динамической сжимаемостью твердых и жидких компонентов породы. Таким образом, упругие свойства компонентов породы являются параметрами для петрофизической настройки модели [4]. Решение уравнения относительно объемного содержания искомого компонента породы (нефти) дает величину $k_н$.

Практическим подтверждением надежности получаемых оценок $k_н$ по данной методике служат результаты опробования скважин, выполненные на основании выданных заключений. В качестве примера можно привести статью заказчика (компания РИТЭК), посвященную опыту применения ВАК на Кислорском нефтяном месторождении [5].

Общая пористость $k_П$ оценивается по уравнению среднего времени.

Для расчета динамической пористости $к_П$, отражающей тот объем пустотного пространства породы, в котором происходит смещение жидкости при прохождении упругой волны, используются значения интервального времени волны Лэмба-Стоунли, упругие свойства и кривая относительной аномалии на кривой ПС ($\alpha_{пс}$). По вычисленному значению динамической пористости с использованием уравнения Козени-Кармана рассчитывается величина проницаемости $k_{пр}$ изучаемого пласта.

Для оценки трещинной $k_{П.ТР}$ и кавернозной $k_{П.КАВ}$ долей пористости используется объемная модель порового пространства. Исходными параметрами для данного расчета служат интервальные времена продольной и поперечной волн, общая пористость по нейтронному методу, плотность пород, сжимаемость трещин, каверн и межзерновых пор, которые задаются пользователем исходя из известных данных [6, 7]. Результатом расчета являются кривые трещинной, кавернозной и межзерновой пористостей.

Динамические значения упругих свойств рассчитываются по теоретическим уравнениям на основании известных значений интервальных времен продольной и поперечной волн и плотности пород. Введение поправок за упругость поровых флюидов позволяет перейти к статическим значениям упругих свойств.

Выполненная запись ВАК используется для оценки качества цементирования скважины. Применяемая методика обработки позволяет выделить интервалы некачественного цементирования и рассчитать величину зазора по контакту колонна-цементный камень.

Гидродинамическая связь ($П_{гдс}$) скважины с продуктивным пластом определяется по динамическим параметрам волны Лэмба-Стоунли и характеризует степень гидродинамической связи пласта со скважиной, то есть наличие движения флюида через перфорационные отверстия и его относительную интенсивность. Этот параметр характеризует гидродинамическую связь пласта со скважиной как в открытом стволе, так и в интервале перфорации, а также указывает на места негерметичности колонны.

Сопровождение работ по ГРП

Упругие свойства пород при воздействии на них неравномерного напряжения меняются достаточно своеобразно. Экспериментальные исследования, выполненные на образцах керна, показывают, что в зависимости от строения и состава пород можно наблюдать различные реакции пород на создаваемые напряжения.

На рис. 2 показаны примеры поведения объемных деформаций образцов керна, казалось бы, наиболее “простых” коллекторов, представленных песчаниками кварцевого состава, мелкозернистой структуры, хорошо отсортированных, но находящихся под воздействием неравномерных напряжений.

Результаты экспериментов показывают, что даже у таких “простых” коллекторов (внешне относительно однородных по структуре и составу породообразующих зерен) в одних образцах под воздействием неравномерных напряжений происходят процессы разуплотнения (рис. 2, а) и при этом улучшаются их фильтрационные свойства, у других образцов свойства не меняются, а третьи – уплотняются и снижают проницаемость.

“Неоднозначный” характер поведения пород обусловлен упругодефорационными свойствами, которые при прочих равных условиях определяются такими литологическими показателями, как количество, вид и протяженность контактов между породообразующими зернами. В частности, имеется закономерность - чем больше в породах протяженных линейных и инкорпорационных контактов между зернами, тем ниже их ФЕС, выше их прочностные показатели, и при неравномерных напряжениях они обычно уплотняются.

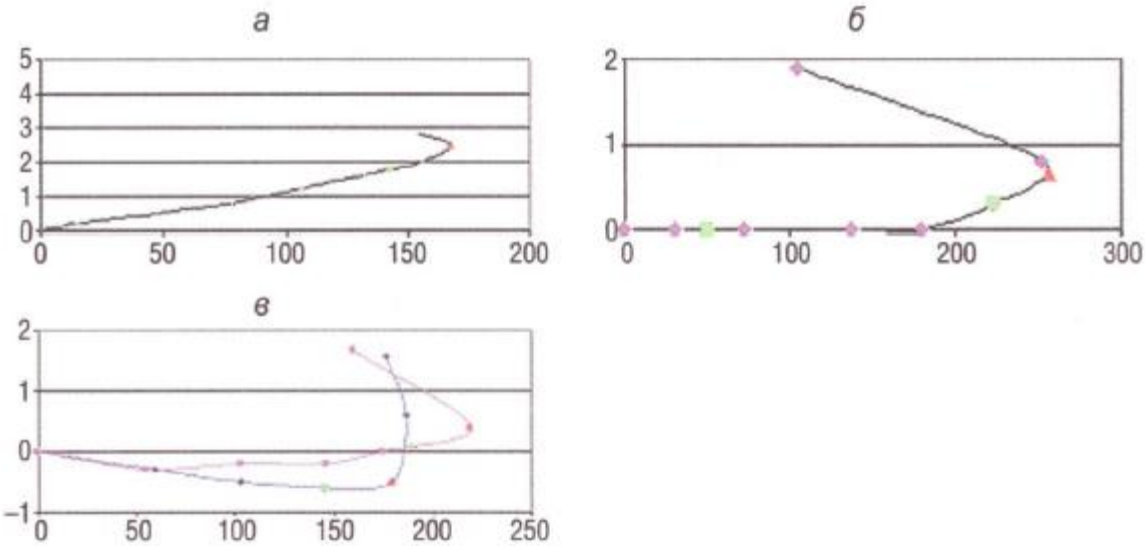


Рис. 2. Характер поведения деформаций объема (е) кварцевых песчаников при неравномерных объемных напряжениях (ст). По оси У: е – объемные деформации, %. По оси Х: о – неравномерные средние объемные напряжения, МПа

Если же в породе они развиты слабо, а преобладают точечные и короткие линейные контакты, то подобные коллекторы имеют низкие прочностные показатели и при воздействии неравномерных напряжений они, как правило, разуплотняются.

В связи с этим при сопровождении работ по **ГРП** (или любом другом воздействии на призабойную зону пласта) предлагается двухкратное проведение **ВАК** до и после воздействия.

На основании первого замера **ВАК** (до **ГРП**) решаются следующие задачи:

- оценка технического состояния скважины (качество цементирования, состояние колонны, степень гидродинамической связи пласта со скважиной в зоне перфорации);
- оценка свойств коллекторов в интервале воздействия (нефтенасыщенность, интервалы со свободным газом, фильтрационно-емкостные свойства, тип коллектора, а также его упругодеформационные параметры, необходимые при проектировании ГРП);
- обоснование места посадки пакера, а при поинтервально-направленном ГРП – проектирование мест щелевой перфорации.

Данная информация позволяет спроектировать ГРП с учетом поставленной геологической задачи (воздействовать на целевые интервалы разреза), адаптировать режимы ГРП к выявленным особенностям технического состояния скважины (зазоры за колонной, негерметичности колонны) и геологического разреза (наличие вблизи интервала воздействия пластов с аномальными свойствами - обычно водо- или газонасыщенных).

Второй замер ВАК (после ГРП) совместно с результатами первого дает следующую информацию:

- оценка технического состояния скважины (качество цементирования, состояние колонны, степень гидродинамической связи пласта со скважиной в зоне перфорации);
- оценка изменения свойств коллекторов в интервале воздействия (высоты зон баровоздействия и собственно трещины ГРП с местом входа основного объема пропанта, степень нарушенности подстилающих и перекрывающих экранов; определение примерной ориентировки трещин);

- оценка необходимости корректирующего воздействия (повторное ГРП, обработка трещины химическим реагентом и т. д.).

На рис. 3 приведен пример геофизического планшета по скважине, где были выполнены замеры **ВАК** до и после **ГРП**. Совокупность всей информации, полученной при сопровождении **ГРП** методом **ВАК**, составляет “геофизический образ **ГРП**”. В данной скважине по первому замеру **ВАК** определена текущая нефтенасыщенность целевого пласта **Бб2**, а также выявлено, что вышезалегающий пласт **Бб1** насыщен водой с газом. Эта информация позволила выбрать оптимальное место для расположения пакера, чтобы предотвратить нарушение перемычки между пластами и прорыв газа в пласт **Бб2**.

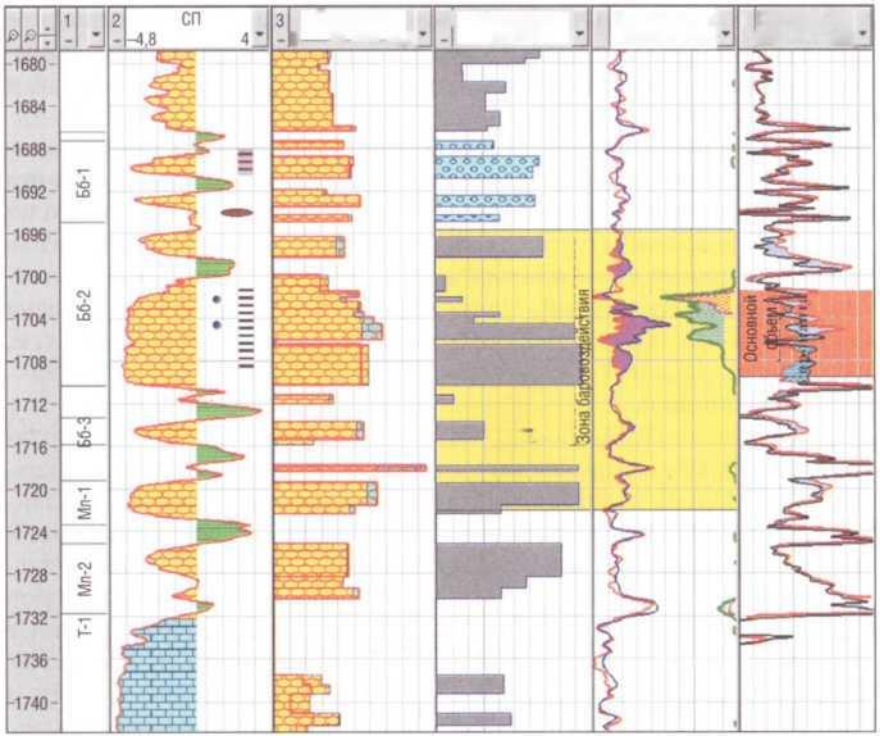


Рис. 3. Геофизический образ ГРП

Второй замер ВАК в этой скважине, выполненный после проведения ГРП, позволил подтвердить, что перемычка осталась ненарушенной, определить общий интервал барического воздействия (пока еще не учитывающийся при проектировании ГРП), где породы изменили свои свойства, а также выделить интервал основного входа пропанта в созданную трещину разрыва, где породы претерпели существенное изменение петрофизических и упругодеформационных свойств и возникла интенсивная гидродинамическая связь между скважиной и продуктивным пластом.

Применение стандартной акустической аппаратуры с монопольным излучателем пока не позволяет провести оценку ориентации естественных трещин или трещин ГРП по сторонам света. Однако по характеру изменения упругих модулей, происходящих вследствие развития в породах напряжений от ГРП, можно оценить вид возникших в пласте деформаций. Направленность последних обусловлена характером текстурных преобразований, протекающих в породах, и, в частности, развитием техногенных микро- и макротрещин различной ориентировки.

Как известно (Р. Э. Дамко, 1987; А. Николя, 1992 и др.), в зависимости от общего напряженного состояния и соотношений нормальных и касательных напряжений в горных породах получают развитие трещины субгоризонтальной, субвертикальной либо смешанной ориентировки. Для ее определения предлагается использовать диаграмму

деформаций пород и ориентировки трещин в зависимости от изменений объемной сжимаемости и модуля сдвига (рис. 4).

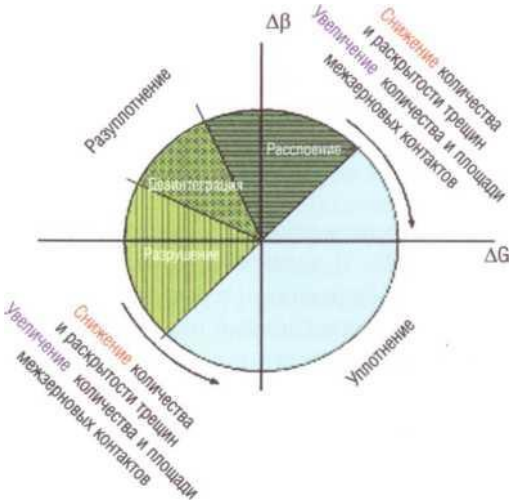


Рис. 4. Диаграмма деформации пород при изменении сдвиговых и объемных напряжений

Таким образом, имея записи двух замеров **ВАК**, можно рассчитать изменения упругих модулей, происходящие вследствие барического воздействия на пласт, оценить вид развивающихся в нем деформаций и преобладающую ориентировку техногенных трещин относительно оси скважины (рис. 4).

Кроме того, определяемый по данным **ВАК** параметр гидродинамической связи ($П_{гдс}$) позволяет не только выявлять места связи пластов со скважиной (открытый ствол, перфорированный интервал), но и выполнять контроль мест и качество выполненных работ по перфорации. В качестве примера на рис. 5 приведены кривые $П_{гд\ с}$, полученные по материалам **ВАК** в скважинах после проведения гидропескоструйной перфорации (**ГПП**), в результате которой на основании

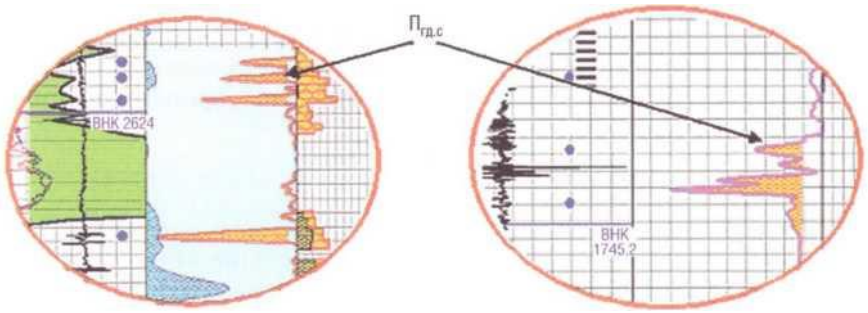


Рис. 5. Контроль гидропескоструйной перфорации по кривой $П_{гдс}$

теоретических расчетов и лабораторных исследований за эксплуатационной колонной должны образовываться щели/каверны глубиной и высотой не менее 400 х 400 *мм.* На рис. точками показаны планировавшиеся места ГПП, а справа от них кривые $П_{гд\ с}$.

Из рис. 5, *а* видно, что зарезки щелей в скважине выполнены точно по намеченным местам и высота щелей соответствует рассчитанной, а глубина их по мере перемещения вверх снижается почти в 2 раза. На рис. 5, *б* показано, что в данном случае, с одной стороны, при работе по **ГПП** некачественно выполнена привязка перфоратора по глубине скважины - нижняя точка не совпадает с соответствующей ей отрицательной аномалией на кривой $П_{гд\ с}$, и, с другой стороны, отмечено, что верхняя щель в скважине вообще не прорезана (экспертиза инструмента на поверхности отметила разрушение насадки перфоратора). Из этих примеров следует, что для качественного выполнения **ГПП**

необходимо правильно подбирать насадку перфоратора соответственно используемому в работе абразивному материалу.

Выводы

Волновой акустический каротаж позволяет за одну спускоподъемную операцию получить комплексную информацию о свойствах пласта и скважины, что эквивалентно применению 4 отдельных методов ГИС.

Сопровождение работ по ГРП (а также любого физического или физико-химического способа) методом ВАК обеспечивает информационную базу, необходимую для эффективного проектирования технологии и выполнения ГРП, и позволяет оценить качество выполненной работы. В сочетании с ВСП данные метода ВАК позволяют спрогнозировать в пределах залежи ориентировку по сторонам света развития техногенных трещин разрыва.

Литература

1. Интенсификация добычи нефти и газа. Труды международного технологического симпозиума. М.: РАГС при Президенте РФ (26-28 марта 2003 г.).
2. Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО “Лукойл” за 2003. М.: ЗАО “Лукойл-Информ”.
3. www.getek.ru
4. *Добрынин В. М., Городнов А. В., Черноглазое В. Н.* Оценка коллектора по данным волновой акустики - новые возможности интерпретации // Геофизика. 2000. № 2. С. 27-38.
5. *Бучинский Я. И., Городнов А. В., Крылов Д. Н., Шакирова Г. М., Черноглазое В. Н.* Оценка нефтенасыщенности сложно построенных коллекторов Кис- лорского месторождения по данным волнового акустического каротажа // Геология нефти и газа. М.: ООО “Геоинформцентр”. 2003. № 4. С. 46-48.
6. *Беликов Б. П., Александров К. С., Рыжова Т. В.* Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород. М.: Наука. 1970. 275 с.
7. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах. Справочник; Под. ред. М. П. Воларовича. М.: Недра, 1988.