

Геофизическая информация как источник увеличения добычи нефти на разрабатываемых месторождениях

Добрынин В.М., Городнов А.В., Пименов Ю.Г., Рыжков В.И., Черноглазов В.Н.
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

Предлагаемая технология базируется на современных возможностях комплексирования поверхностных и скважинных геофизических исследований. Данные ГИС в комплексе с волновым акустическим каротажем используются при определении текущих значений нефтенасыщенности и проницаемости продуктивных пластов и обсаженных эксплуатационных скважинах, опресненных закачиваемыми водами, а также при оценке фактической гидродинамической связи между пластом и скважиной в интервалах перфорации. Современные методы обработки и интерпретации данных сейсморазведки служат для изучения распределения параметров коллекторов по площади.

Объект исследований – месторождения нефти и газа в сложно построенных коллекторах, определяющих неравномерную (неочевидную) фильтрацию флюидов в процессе разработки.

Решаемые задачи – определение площади неоднородности продуктивного пласта, характер выработки запасов по зонам неоднородности на основе изучения его свойств геофизическими методами, рекомендации по интенсификации добычи.

Результаты исследований:

1. Карта прогноза высокопродуктивных пластов.

2. Карта зон распределения остаточных извлекаемых запасов.

3. Рекомендации по повышению эффективности эксплуатации месторождения.

Обоснование технологии

Опыт исследования природных резервуаров и В.В. показав, что при разработке на поверхность извлекается только часть геологических запасов. Эта часть оценивается коэффициентом извлечения нефти – сокращенно КИН. Величина КИН зависит от множества природных факторов. Основными из этих факторов, помимо способа разработки и вязкости нефти, являются микро- и макроеднородность пласта-коллектора нефти, по которому нефть поступает в скважину.

МИКРОЕДНОРОДНОСТЬ определяется распределением фильтрующих пор пласта по диаметрам, наличием тупиковых пор, глинистых включений, уровнем фобизации коллектора, наличием вторичной пористости и т.п. Она «ответственна» за величину «остаточной нефтенасыщенности», $K_{\text{ост}}$, и производный от нее коэффициент вытеснения, $\eta_{\text{выт}}$. Определяют $K_{\text{ост}}$ путем моделирования в лаборатории процесса вытеснения нефти из кернов пород в условиях, приближенных к природным. Текущую нефтенасыщенность коллектора определяют по данным ГИС.

МАКРОЕДНОРОДНОСТЬ коллектора, это природная неоднородность продуктивного пласта, существенно большего размера. Наличие в нем глинистых пропластков, линзовидное строение пласта, изменчивость по проницаемости или присутствие тектонических нарушений могут изменить сплошность (однородность) пласта-коллектора по простиранию, что и создает условия для образования гидравлически изолированных зон, из которых нефть не может свободно фильтроваться

к скважинам и т.п. Эти неоднородности определяют охват всего объема пласта заводнением (коэффициент охвата, $\eta_{\text{охв}}$).

Нефтеотдача залежей с водонапорным режимом оценивается коэффициентом извлечения нефти, $\eta_{\text{изв}}$, который определяется произведением коэффициентов вытеснения и охвата.

$$\eta_{\text{изв}} = \eta_{\text{выт}} \cdot \eta_{\text{охв}} \quad (1)$$

По имеющимся данным для российских месторождений, в зависимости от геологических условий, коэффициент $\eta_{\text{изв}}$ изменяется в очень широком диапазоне от 10% до 80%, в среднем, 43%.

Таким образом, если принять среднее значение $\eta_{\text{изв}} = 43\%$, то 57% геологических запасов месторождения будет занимать невытесненная нефть. Из этого объема нужно также вычесть величину остаточной нефтенасыщенности, $K_{\text{ост}}$, которая образовалась за счет микроеднородности, порового пространства коллектора. Для коллекторов-песчаников она часто составляет около 25%.

Тогда объем нефти, которую еще можно добыть, в среднем равен: $57\% - 25\% = 32\%$ от геологических запасов.

Извлекаемая нефть осталась в пласте, в основном, в зонах его литологической макроеднородности. Современные методы геофизики (ГИС и сейсморазведка) и методики интерпретации позволяют определить местоположение макроеднородных зон продуктивного пласта и оценить дополнительный объем извлекаемой нефти из этих невыработанных участков продуктивного пласта.

Данные ГИС обсаженного ствола

Технология комплексной интерпретации данных ВАК и стандартного комплекса ГИС.

Технология базируется на петрофизической модели объемных деформаций дифференциально упругих пористых насыщенных тел, полученной на основе модифицированной теории Блю-Гассмана. Современный аппаратно-методический уровень волнового акустического каротажа (ВАК) позволяет за один спуско-подъем прибора получить комплексную информацию о состоянии пласта и скважины:

- коэффициент текущей нефтенасыщенности пород, положение контактов ВНК и ГЖК;
- пористость пород – общая, динамическая, трещинная, кавернозная;
- проницаемость пород;
- упругие свойства пород (динамические и статические) – сжимаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона;
- наличие или отсутствие зазоров между колонной и цементным камнем, их размер и протяженность;
- качество гидродинамической общности скважины с продуктивным пластом в интервале перфорации. Пример определения текущей нефтенасыщенности продуктивного заводняемого пласта методом ВАК в обсаженной скважине представлен на рис.1. Благодаря высокой разрешающей способности метода выявлена высокая неоднородность текущей нефтенасыщен-

ВО ВНУТРЕННИХ ТОЧКАХ СРЕДЫ...

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

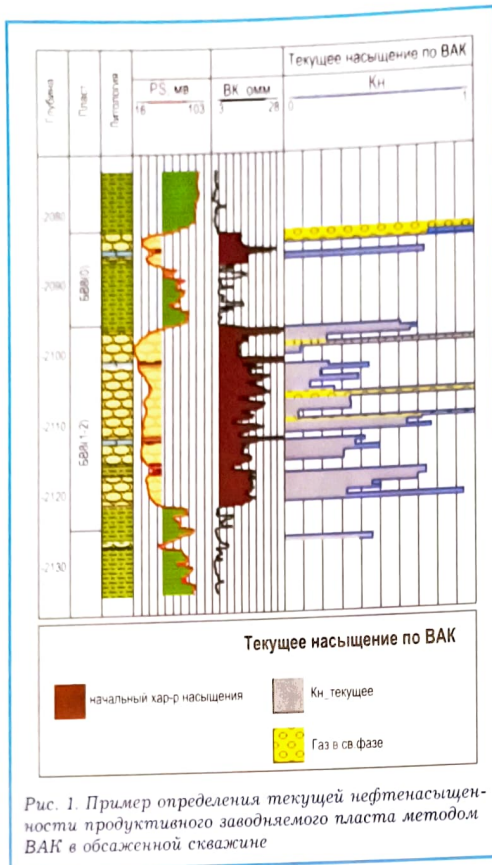


Рис. 1. Пример определения текущей нефтенасыщенности продуктивного заводняемого пласта методом ВАК в обсаженной скважине

ности пропластков внутри продуктивного пласта, свидетельствующая о неравномерности вытеснения нефти. Также выделяются газонасыщенные пропластки, в поровом пространстве которых образовался техногенный газ при снижении

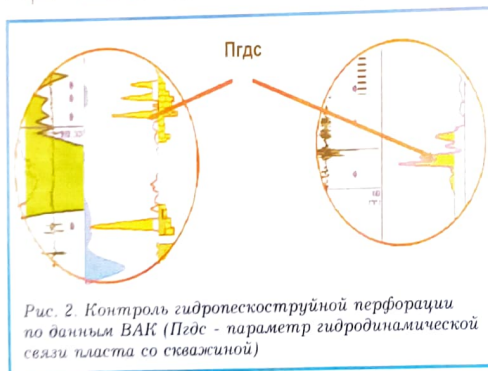


Рис. 2. Контроль гидродескоструйной перфорации по данным ВАК (Pгдс - параметр гидродинамической связи пласта со скважиной)

давления ниже давления насыщения.

Данная технология активно применяется для информационного сопровождения работ по интенсификации добычи УВ в различных сервисных компаниях. Она позволяет повысить

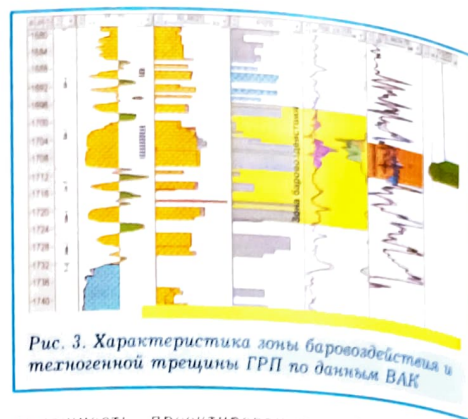


Рис. 3. Характеристика зоны бароводедействия и техногенной трещины ГРП по данным ВАК

надежность проектирования работ по воздействию на пласт с целью интенсификации добычи и осуществлять контроль за результатами воздействия на геологический объект в прискажинной зоне пласта. Последнее наглядно демонстрируется на рис. 2 и 3.

Для характеристики текущего состояния выработки объекта предполагается состояние использования наблюдений методом ВАК в эксплуатационных скважинах с целью контроля изменения нефтенасыщенности и оценки фильтрационных свойств по толщине и пространству продуктивных пластов.

Данные сейсморазведки

Решение сейсморазведкой задач по изучению структурных особенностей строения уже недостаточно на современном этапе. Прогноз вещественного состава и геологических свойств - давно заявленные, но так и не убедившие до конца геологов-нефтяников, возможности сейсморазведки. В этом направлении наиболее распространен атрибутный анализ, построенный на поиске эмпирических зависимостей между сейсмическими параметрами и физическими свойствами горных пород. Наш подход не отвергает традиционные методы, но мы против формального их применения, которое может привести к ошибочным результатам, не имеющим геологического смысла.

В дополнение к атрибутному анализу мы предлагаем сочетание трех независимых сейсмических технологий, каждая из которых основана на изучении разных характеристик сейсмической записи:

- технология оптимизационной сейсмической инверсии (автор И.К. Кондратьев, ГЕОНЕФТЕГАЗ);

- технология прогнозирования зон развития коллекторов по данным сейсморазведки 3D и сейсмогеоакустического моделирования (авторы А.Б. Кривичкий и др., ВНИГНИ);

- технология прогноза насыщения УВ на основе изучения поглощения сейсмических волн (авторы

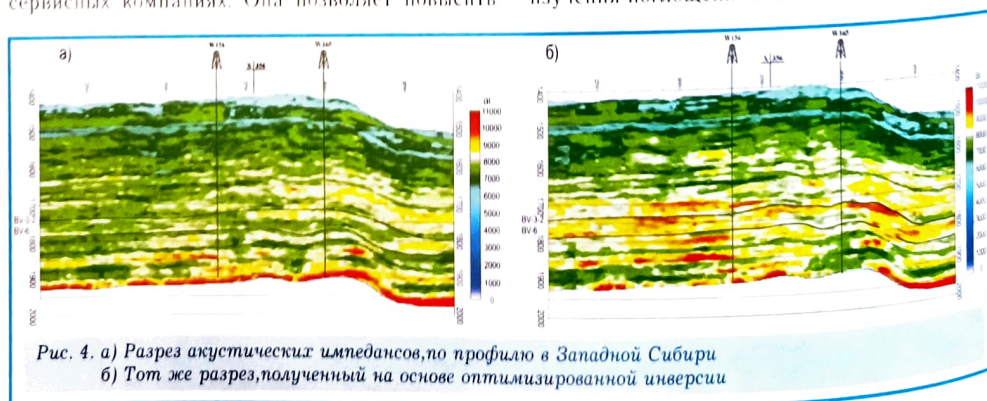


Рис. 4. а) Разрез акустических импедансов, по профилю в Западной Сибири
б) Тот же разрез, полученный на основе оптимизированной инверсии

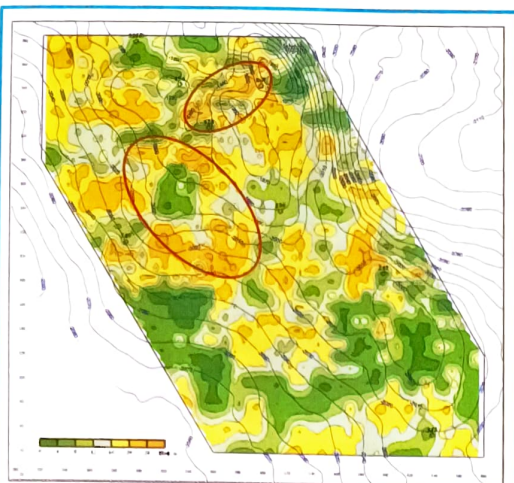


Рис. 5. Карта эффективных толщин по пласту BB3, полученная на основе оптимизационной инверсии сейсмического куба. Эталонное месторождение Западной Сибири

М.Б. Рапопорт, В.Н. Рыжков, РГУ нефти и газа).
Технология оптимизационной сейсмической инверсии (Рис.4, 5)

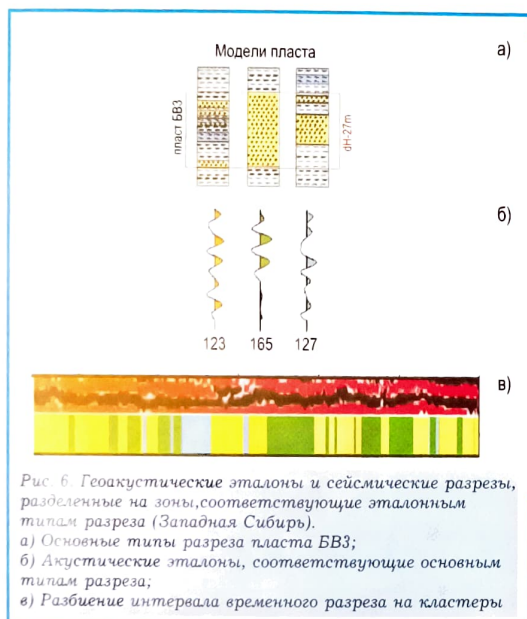


Рис. 6. Геоакустические эталоны и сейсмические разрезы, разделенные на зоны, соответствующие эталонным типам разреза (Западная Сибирь).
а) Основные типы разреза пласта BB3;
б) Акустические эталоны, соответствующие основным типам разреза;
в) Разбиение интервала временного разреза на кластеры

Основу технологии составляет прогнозирование детальной акустической модели среды по

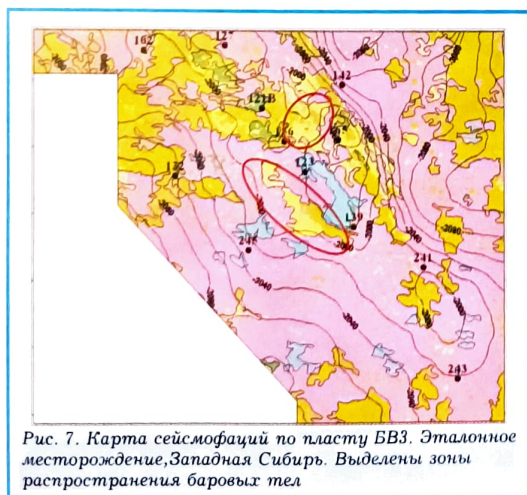


Рис. 7. Карта сейсмифаций по пласту BB3. Эталонное месторождение, Западная Сибирь. Выделены зоны распространения баровых тел

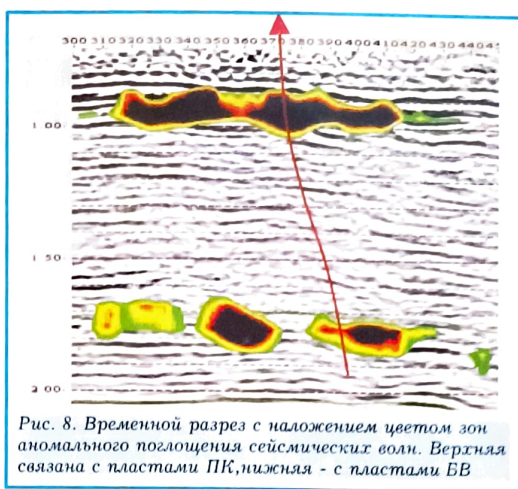


Рис. 8. Временной разрез с наложением цветом зон аномального поглощения сейсмических волн. Верхняя связана с пластами ПК, нижняя - с пластами BB

форме отраженных волн, являющейся наиболее полным обобщением так называемых параметров отражений (амплитуда, преобладающая частота, соотношение экстремумов и т.п.). Благодаря использованию полной информации о сейсмическом волновом поле, способами динамической интерпретации удается достичь наибольшей детальности и точности в описании акустической модели среды.

Решаемые задачи:

- детальное расчленение разреза по акустическим жесткостям;
- построение карт эффективных толщин коллектора и эффективной пористости;
- обнаружение рифов.

Технология сейсмофациального анализа (Рис.6, 7).

Суть технологии состоит в разбиении сейсмических профилей в заданном временном интервале на некоторое количество зон (кластеров), которые содержат морфологически подобные между собой трассы. Оптимальное количество кластеров определяется структурой волнового поля и связано с априорной геологической информацией. Для исследуемой площади создается возможный набор типовых геологических разрезов, акустические свойства которых определяются в результате корреляции с бли-

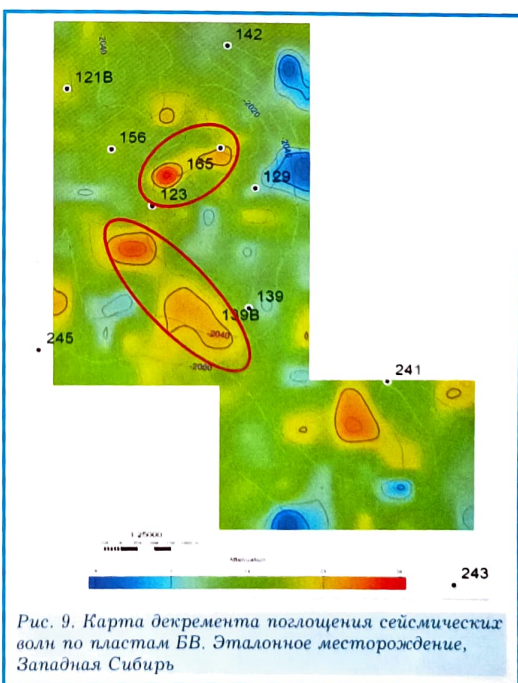


Рис. 9. Карта декремента поглощения сейсмических волн по пластам BB. Эталонное месторождение, Западная Сибирь



жайшими геоакустическими моделями. Число моделей и число кластеров при этом должно совпадать. Затем на трансформированном прецессном разрезе выделяются участки, обладающие определенным цветом. Каждому цветовому участку профиля соответствует свой прогнозный тип разреза. Результат прогноза представляется в виде схемы расположения зон, соответствующих разным типам строения разреза в интерпретации целевого объекта.

Решаемые задачи:

- Построение карт зонального строения целевого объекта;
- Контуры наиболее перспективных участков;
- Технолоия прогноза насыщения УВ на основе изучения поглощения сейсмических волн (Рис.8,9)
- Выявление сейсмической неупругости залежей нефти и газа установлено нами экспериментально прямыми измерениями по данным ВСП, более чем в 30 продуктивных и «пустых» скважинах, пробуренных в различных геологических условиях. Эффект заключается в аномальном увеличении в залежах (независимо от типа коллектора) частотно-зависимого поглощения и дисперсии фазовой скорости сейсмических волн, что позволяет использовать эти атрибуты в качестве индикаторов углеводородов. Сравнение данных ВСП и сейсмозаписки показало, что этот эффект может быть экспериментально измерен по данным 2D и 3D. Тесная связь параметров неупругости с залежами УВ является основным результатом наших исследований (Рапопорт, Рыжков, 1993-2000). Современная модификация технологии ПДС (Поглощение и Дисперсия Скорости) использована в различных районах России, Вьетнама, Китая, Колумбии, Индии.

Решаемые задачи:

- оценка контуров нефтегазоносности по сейсмическим данным при наличии эталонных скважин;
- определение мест, наиболее перспективных

для бурения в слабоизученных районах

На основе анализа сейсмического поля 3D с использованием технологий сейсмического анализа, оптимизационной сейсмической волновой инверсии и метода определения поглощения сейсмических волн, выполняющего прогнозирование геологического разреза по плану ВБЗ на эталонном месторождении Западной Сибири. Выявление зон распределения коллекторов, повышение эффективности мониторинга и пористости. На основе повышения поглощения сейсмических волн выявления области насыщения углеводородами. Предлагаются оптимальные места заложения дополнительных эксплуатационных скважин для выявления нефти на участках с низким коэффициентом охвата разработки.

Заключение

1. Промышленные опробование научных разработок в области волнового акустического картожажа (ВАК) позволяет сегодня, в комплексе с другими методами ГИС, контролировать подоту вытеснения нефти из пласта в обсаженных скважинах.

2. Современные методы интерпретации сейсмозаписки 3D уже сегодня на этапе построения геологической модели месторождения позволяют оценить изменение свойств продуктивных пластов по их распространению, т.е. оценить возможный охват пласта заводнением по площади.

3. Комплексирование современных технологий сейсмозаписки и ГИС дает возможность более надежно оценить «текущий» и «конечный» коэффициенты извлечения нефти на разных стадиях разработки месторождения, а также обосновать применение различных методов повышения нефтеотдачи (поверхностно-активные вещества, мицеллярные растворы, гидродразавла пласта и т.п.) для наиболее полного извлечения остаточных запасов углеводородов.



World Leader in Magnetotellurics PHOENIX GEOPHYSICS



- Многофункциональная и специализированная электроразведочная аппаратура для всех наземных ЕМ методов. Высокооточная GPS синхронизация всех приборов.
- Датчики, приёмники, генераторы, мониторинговые системы, вспомогательное оборудование.
- Полный комплект аппаратуры-технических средств и программного обеспечения для выполнения полевых измерений, обработки и интерпретации. Русифицированная документация. Сдача под ключ на объекте Заказчика.
- Централизованное обучение обслуживающего персонала и курсы повышения квалификации в России. Гарантийное сервисное обслуживание в течение трех лет



Системы в полном комплекте для поисков, разведки, мониторинга и научных исследований

Тел: +1 416 491-7340 Факс: +1 416 491-7378 www.phoenix-geophysics.com