

## СОВРЕМЕННОЕ НАПРЯЖЁННОЕ СОСТОЯНИЕ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ДАНИЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

В.А. Зайцев, Л.В. Панина.

При разработке большинства нефтяных и газовых месторождений необходимо учитывать наличие естественной трещиноватости продуктивных пластов. Решение данной проблемы особенно актуально в тех случаях, когда наблюдаются резкие изменения в работе близко расположенных друг от друга добывающих или нагнетательных скважин за счет контрастных значений проницаемости коллектора. Рассмотренное в данной работе Даниловское нефтяное месторождение, расположенное на севере Иркутской области, относится именно к таким структурам. При этом возникает необходимость определить, какая доля флюидного потока будет фильтроваться по трещинам, а какая по межзерновым порам (классический коллектор). В том случае, если трещины имеют значительную густоту и степень раскрытости их влияние может быть определяющим для величины флюидной проницаемости пласта. При прочих равных условиях распределение флюида в пределах природного резервуара определяется двумя факторами - степенью проницаемости горных пород и характером их напряженного состояния. Причем, напряженное состояние обуславливает не только направление и скорость миграции флюида, но и оказывает значимое влияние на величину проницаемости самих горных пород. Особо отметим важность изучения именно современного поля напряжений, определяющего тектоническую активность трещин [1].

Ключевым моментом для понимания характера миграции флюидов в пределах рассматриваемого нефтяного месторождения являются разрывные нарушения, которые, с одной стороны, являются гидрогеологическими барьерами, определяющими положение ВНК, с другой стороны, создают каналы миграции углеводородов. Исследование межскважинного пространства на участке рассматриваемого нефтяного месторождения Иркутской области закачкой меченых жидкостей, выполненное специализированной компанией, в определенной степени прояснило ситуацию. Было проведено исследование участков восьми нагнетательных скважин, в результате которого обозначились основные направления миграции флюидов и величина проницаемости жидкости по выявленным каналам. При этом трассирование фильтрационных потоков не всегда можно было очевидным. Необходимо было привлечь дополнительную геолого-геофизическую информацию. Такими данными стали результаты расчетов специальных прогностических сейсмических атрибутов, полученных из срезов куба Stochastic Enhanced CC и выделенных на основе прецизионной оценки когерентности. Эти срезы позволили в значительной степени по-новому взглянуть на тектоническую структуру и, как следствие этого, – на фильтрационные каналы.

Помимо этого, важной особенностью исследуемой территории является высокая степень унаследованности форм рельефа дневной поверхности от разрывных нарушений, выявленных благодаря атрибутам сейсмического поля. Несмотря на то, что анализируемые срезы находятся в основании палеозоя на глубине более 2000 метров, разрывные нарушения, установленные в продуктивном горизонте, отлично «читаются» в рельефе. Особенно это касается западной части исследуемой территории, где преобладают северо-восточные ориентировки разрывных нарушений. Структурный каркас восточной оконечности месторождения построен более сложно. Помимо северо-восточных ориентировок, здесь отчетливо просматриваются субмеридиональные направления. Таким образом, рельеф дневной поверхности может использоваться как репер структурного каркаса усть-кутского горизонта [2].

Схема сейсмических атрибутов, полученных из срезов куба Stochastic Enhanced CC, содержит в себе информацию не только о разрывных нарушениях, но и об активных геодинамических зонах или трещинах. Для того, чтобы извлечь данную информацию была использована программа LESSA, благодаря которой были выделены наиболее значимые каналы миграции (LESSA - Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis - это программа автоматического поиска линейных элементов и анализа их ориентировки на любых изображениях). Нами с помощью данной программы была проанализирована поверхность сейсмического атрибута Stochastic Enhanced CC, в результате чего были выделены линейные элементы, интерпретируемые как каналы миграции флюидов. Полученные с помощью данного инструмента данные позволили оценить влияние тектонической нарушенности (плотности трещин) на характер производительности эксплуатационных скважин. В результате анализа вклада в обводнение скважин были отобраны четыре скважины, для которых зарегистрированы самые высокие значения проницаемости по объекту более 100 мкм<sup>2</sup>. Во всех случаях фильтрационные потоки проходили по одним и тем же зонам фильтрации. В результате были определены наиболее вероятные пути миграции трассеров. Отметим, что распределение фильтрационных потоков совпадает с простиранием тектонических разломов, но не следует по ним. Такое распределение значений проницаемости свидетельствует о тесной связи данных каналов с геомеханическими параметрами и вторичной проницаемостью. Причем, максимальные значения проницаемости расположены строго вдоль максимального геомеханического воздействия, рассчитанного с помощью геомеханического моделирования, которое было выполнено с помощью упругой конечно-элементной модели (Elastic Stress). Данный метод позволяет сравнительно точно описывать возможные контактные взаимодействия, в том числе при больших величинах деформации с образованием складок, а также моделировать процесс образования трещин в результате деформирования при выполнении заданных критериев разрушения. При этом региональное поле напряжений рассматривается как граничное условие. Отметим, что реконструкция напряженно-

деформированного состояния горного массива (пространственное распределение осей эллипсоида напряжений и зон пригрузки и разгрузки) имеет первостепенное значение для прогноза проницаемости нефтенасыщенных пластов. Оценивая напряженное состояние рассматриваемого региона в целом, следует отметить, что максимальные сжимающие напряжения приурочены к сводовым частям поднятий, в то время как максимальные растягивающие напряжения тяготеют к бортам поднятий. Сопоставление геомеханических параметров с характером работы добывающих скважин ( $Q_{ср.}$ ) позволило установить высокую степень отрицательной корреляции между ними ( $K = -0.62$  и  $-0.93$  соответственно). Инструмент моделирования напряжений IgarRMS содержит ряд дополнительных операций обработки для того, чтобы сделать выходные параметры более удобными для интерпретации. К ним относится параметр «Fracture Likelihood», который можно перевести как «вероятность появления трещин». Расчеты появления новообразованных трещин в горных породах делаются на основании математической модели Мора — Кулона, описывающей зависимость появления касательных напряжений от величины приложенных нормальных напряжений. Проведенные расчеты показали, что данный параметр также хорошо коррелируется со средними дебитами работы добывающих скважин ( $Q_{ср.}$ ), но при этом имеет положительное значение коэффициента Пирсона ( $K = 0.80$ ).

Итак, выполнив анализ геодинамического состояния и фильтрационных свойств коллектора исследуемого нефтяного месторождения можно сделать ряд выводов:

Во-первых, удалось существенно дополнить наши представления о тектоническом строении и современном поле напряжений исследуемой территории, в результате чего была построена обновленная 3D геомеханическая модель, более адекватно отражающая работу скважин.

Во-вторых, на основе обновленной геомеханической модели рассчитаны значения вторичной проницаемости, которые подтверждаются фильтрационными параметрами, полученными в результате трассирования потоков изучаемого объекта.

В-третьих, благодаря новому сейсмическому атрибуту Map\_SECC\_1clip удалось наметить каналы фильтрации, и увязать их проницаемость с обновленной геомеханической моделью.

#### Список литературы

1. Зайцев В. А. Использование геомеханической модели нефтегазового месторождения для оценки вторичной проницаемости // Тезисы научно-практической конференции "Проблемы разработки нефтяных месторождений в условиях сильных пластовых и флюидальных неоднородностей. Тюмень, 2015.

2. Зайцев В. А., Панина Л.В. Оценка влияния современного поля напряжений на фильтрационные параметры классического нефтяного месторождения //Динамическая геология. № 1. М.: МГУ, 2019. С.79–108.