

## МОДЕЛЬ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В КАРБОНАТНОМ МАССИВЕ 302, 303 ЗАЛЕЖИ НЕФТИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На месторождениях Татарстана доля извлечения запасов, отнесенных к трудноизвлекаемым с повышенной (10 – 30 мПа·с) и высокой (более 30 мПа·с) вязкостью пластовой нефти, а также маловязких нефтей в низкопроницаемых, глинистых терригенных и сложнопостроенных карбонатных коллекторах и запасов в водонефтяных зонах с активной подошвенной водой составляют не более 10 – 12 %. К таким залежам нефти относится массивная залежь 302, 303 Ромашкинского месторождения. Для ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти необходимо иметь более детальное представление о процессе формирования объекта разработки.

Изучению геологического строения и условий формирования 302, 303 залежей посвящено большое количество работ, по результатам которых можно составить картину образования карбонатного массива 302, 303 залежей.

Тектоническая структура осадочного чехла платформ определяется блоковыми движениями кристаллического фундамента, т.е. структура осадочного чехла связана с положением блоков фундамента и разломов, разделяющих их. Принципиальное строение областей динамического влияния блоков фундамента может быть рассмотрено на основе результатов палеотектонических реконструкций. В связи с этим, с целью проведения палеоструктурного анализа залегания серпуховских, башкирских и верейских отложений, а также установления времени и условий формирования Куакбашского вала, проведены палеотектонические реконструкции на эйфельско-кыновском, саргаевско-семилукском, саргаевско-данково-лебедянском, саргаевско-фаменском, саргаевско-турнейском, саргаевско-тульском, саргаевско-серпуховском, саргаевско-башкирском, саргаевско-верейском, саргаевско-ассельском этапах тектогенеза на основе анализа толщин осадков по данным более 500 глубоких скважин.

Толщина отдельных стратиграфических комплексов осадочных отложений, как правило, отражает сумму тектонических движений, происходивших на изучаемой территории, и поэтому используется для восстановления палеотектонических обстановок. В течение большей части времени тектонической эволюции преобладали направления растяжения, при которых формировались микрорифты и микрограбены. Периоды погружения дна бассейна седиментации неизбежно должны сменяться периодами воздымания, однако на рассматриваемой территории размах отрицательных движений во много раз превосходил по масштабам положительные, о чем свидетельствуют увеличенные толщины осадков.

Были проанализированы палеотектонические реконструкции поверхностей кристаллического фундамента и девонской терригенной толщи на различных этапах тектогенеза и рассмотрены особенности палеотектонического развития Куакбашского вала. Проведенные исследования

показали, что Куакбашский вал является безкорневой структурой, сформировавшейся на месте древнего грабенообразного прогиба, заполненного терригенными осадками позднкыновского возраста и испытавшего положительные тектонические движения в Альпийский этап тектогенеза, которые привели в итоге к формированию вала инверсной природы, раздробленной на блоки различных размеров.

Палеоповерхности девонских терригенных отложений к концу серпуховского, башкирского и верейского времени развивались унаследовано (толщина разделяющих их отложений незначительна), по этой причине их палеотектоническое развитие рассматривается в виде единого серпуховско-верейского комплекса пород.

В целом, расположение Куакбашского вала контролируется разломами кристаллического фундамента: Алтунно-Шунакский, Южный, Граничный, а другие разломы, северо-восточного простирания являются сквозными. Следовательно, современная валообразная зона сформирована в результате восходящих блоковых движений фундамента и воздымания увеличенной толщи терригенных осадков, отложившихся в центральной части территории. Разломные дислокации фундамента являются генетически первичными, структуроформирующими (Губайдуллин, 2002).

Рассматривая развитие Куакбашского вала, необходимо отметить то, что просматривается (в процессе осадконакопления) тенденция более ускоренного прогибания его южной и центральной частей. Осадочные карбонатные образования увеличенной толщины, накопившиеся в центральной части изучаемой площади, оказались ядром Куакбашского вала. Мощная толща осадков в последующем практически сnivelировала региональный наклон слоев. Вплоть до конца ассельского века крупной валообразной структуры, как таковой, не существовало (Рис. 1). В послепермское время, в результате активизации тектонической деятельности фундамента (в неотектонический этап развития земной коры) происходит формирование Куакбашского вала в каменноугольных и Сокско-Шешминских дислокаций в пермских отложениях. Накопленная толща карбонатных отложений не могла не прореагировать на высокоактивные неотектонические движения. Даже незначительные положительные движения привели бы к образованию валообразной структуры, так как в южной части Ромашкинского месторождения неотектоническая активность была максимальной.

Таким образом, формирование вала началось во франко-фаменское время, а окончательное формирование произошло в Альпийский этап тектогенеза в результате неотектонических движений кристаллического фундамента.

Залежи нефти 302, 303 приурочены к башкирским и серпуховским отложениям Куакбашского вала. Как известно, трудность извлечения нефти из карбонатных коллекторов обусловлена двумя обстоятельствами: низкими

фильтрационными свойствами матрицы породы и наличием густой сети трещин. По заключению лаборатории ТатНИПИнефть разломы кристаллического фундамента, являющиеся сквозными в осадочном чехле, делят залежи на 44 блока протяженностью 300 – 700 м, раздробленных в свою очередь на более мелкие, размеры которых варьируют от 6 см до 17 м. На изучаемых залежах горизонтальные трещины либо отсутствуют полностью, либо имеют малую степень раскрытости, т.к. они подвержены «горному» давлению. На раскрытость вертикальных трещин основное влияние оказывает движения блоков фундамента. Вертикальные трещины сопровождаются зонами кливажа, т.е. системой параллельных трещин, не совпадающих со слоистостью пород. Кливаж является результатом деформации горных пород под влиянием внешних тектонических воздействий (Снарский, 1961).

Продуктивные отложения 302, 303 залежей представлены высоконеоднородными карбонатными коллекторами, переслаивающимися с глинистыми карбонатами, гипсами и аргиллитами. Коллекторы имеют значительную расчлененность, от 2 до 5 пропластков. Следует отметить значительное расхождение значений емкостных и особенно фильтрационных параметров коллекторов от долей до десятков процентов. Нефтенасыщенные пропластки имеют различную толщину и в некоторых скважинах достигают 23 м. В таких скважинах башкирские и серпуховские отложения являются единым нефтенасыщенным массивом, в котором отсутствует глинистый раздел. Толщина раздела между 302 и 303 залежами, представленного пачкой глин и сильно глинистых известняков, варьирует от 1 м до 26 м и в среднем равна 6,1 м. Однако, она достаточно невыдержана по простиранию, характеризуется трещиноватостью и кавернозностью, что не обеспечивает надежного раздела между двумя резервуарами.

Такие залежи не поддаются делению и должны разрабатываться совместно. Высокая неоднородность нефтенасыщенности пород, прерывистость, расчлененность пластов, широкое развитие густой сети вертикальных трещин с размерами от 15 мкм до 1080 мкм, наличие активной подошвенной воды, восполняющей пластовую энергию в процессе разработки, ускоренное обводнение скважин – вот основные причины низкой нефтеотдачи.

При попытке выявить закономерность обводнения скважин были про-



Рис. 1. Палеотектонические структурные поверхности.

ценной толщине, коэффициентам пористости, глинистости, типам растворов, применяемых при первичном вскрытии, виду вторичного вскрытия, расстояния до водонефтяного контакта, депрессии на пласт, длине горизонтальной части ствола и т.д. В результате зависимость от вышеперечисленных факторов не выявлена.

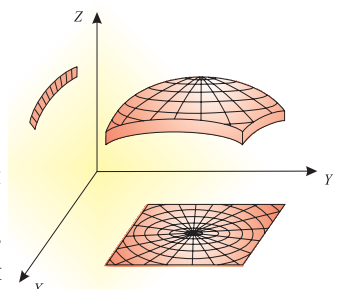
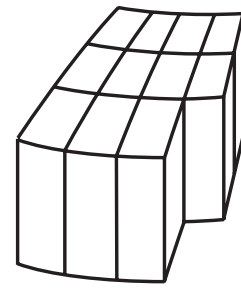


Рис. 2. Модель трещинообразования в антиклинальной складке.

В процессе исследования было выдвинуто предположение о влиянии тектонических движений блоков фундамента на раскрытость и на направление трещин 302, 303 залежей нефти.



Согласно разным точкам зрения, Рис. 3. Дизъюнктивные нарушения пермских отложений и их аксонометрия.

можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала. Процессом, в результате которого происходит потеря сцепления данного материала (породы), является разрыв, следовательно, трещина представляет собой результат разрывного нарушения. В общем случае трещина, по которой отмечается относительное смещение пород, может классифицироваться как разлом или нарушение, в то время как трещина, по которой не наблюдается заметных смещений, может классифицироваться как просто трещина или макротрещина.

В более широком смысле трещина может быть определена как следствие нарушения сплошности пласта. В этом случае породы разбиты на блоки трещинами, разломами, разрывами и плоскостями сочленения, и непрерывность простирания отложений на-

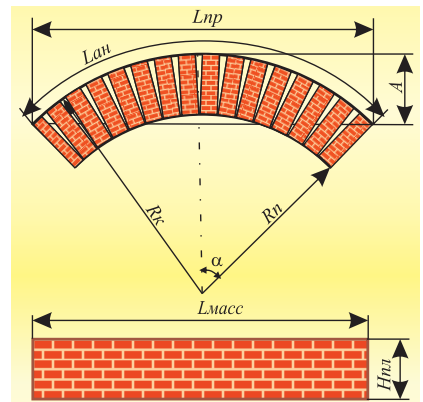
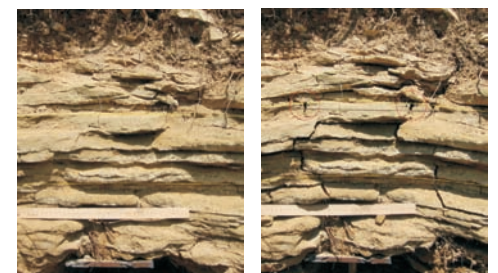


Рис. 4. Разрез модели антиклинальной складки.

Рис. 5. Карбонатный массив до механического воздействия (слева) и после разгрузки механических напряжений (справа).



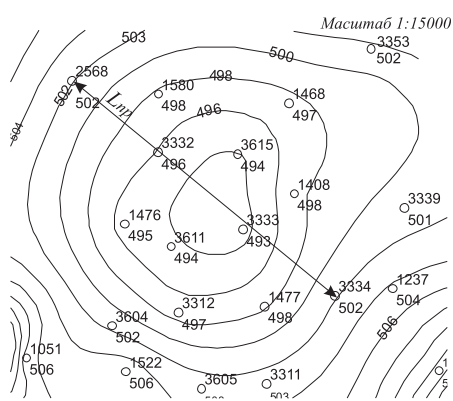


Рис. 6. Вырезка структурной карты кровли Башкирских отложений.

рушается, но какие-либо перемещения по поверхности разрыва отсутствуют (Голф-Рахт, 1986).

Чем следует

считать трещину – разломом, нарушением, плоскостью сочленения или просто трещиной, это зависит от масштаба исследования. В наиболее общем случае то, что называется трещиной, может рассматриваться как плоскость сочленения. Трещины, образовавшиеся в результате действия напряжений и уменьшения сцепления между частями породы, могут быть связаны с различными геологическими условиями, такими как: а) деформация пород в случае разгрузки тектонических напряжений; б) глубокая эрозия перекрывающих пород, которая вызывает неодинаковые напряжения по ослабленным плоскостям; в) сокращение объема породы в результате потери воды, содержащейся в глинистых сланцах или глинистых песчаниках; г) уменьшение объема при перекристаллизации или выщелачивании пород.

Образование трещин в массиве 302, 303 залежей в основном связано с пунктами а и г.

Проанализируем происхождение трещин и их взаимосвязь со структурно-тектоническими условиями.

Построим модель на предположении, что массив до разгрузки тектонических напряжений был однородный и целый. После вздымания центральной части произошло трещинообразование по концентрическим и радиальным направлениям. При этом концентрические, в плане, совпадают с изогибсами на структурной карте (Рис. 2). Подобную геометрию трещин можно увидеть в разрезе антиклинальной структуры пермских отложений (Рис. 3). При этом раскрытость концентрических трещин значительно превышает раскрытость радиальных. Следовательно, основное влияние на течение жидкости в массиве оказывают концентрические трещины. Поэтому основным объектом нашего исследования являются концентрические трещины.

Определим раскрытость трещин при условии, что поверхность антиклинали описывается сферой, а порода разбита трещинами одинаковой раскрытости на равные блоки и какие-либо перемещения по поверхности складки отсутствуют. Основываясь на этом, можно провести расчет раскрытости трещин в любой точке массива (Рис. 4):

$$d_{mp} = \frac{\Delta L}{N_{mp}} = \frac{L_{ан} - L_{масс}}{N_{mp}}$$

где  $d_{mp}$  – раскрытость трещин;  $\Delta L$  – суммарная раскрытость трещин в антиклинальной складке;  $L_{ан}$  – длина поверхности кровли (подошвы) антиклинальной складки;  $L_{масс}$  – длина массива до дизъюнктивных нарушений;  $N_{mp}$  – количество макротрещин в массиве.

$$N_{mp} \approx N_{блок} = \frac{L_{масс}}{L_{блок}}$$

где  $N_{блок}$  – количество блоков в массиве;  $L_{блок}$  – размер блоков;  $L_{масс} \gg L_{np}$  при  $L_{np} \gg A$ ;

$$\alpha = 180 - 2 \cdot \arctg \frac{L_{np}}{2 \cdot A},$$

где  $\alpha$  – угол наклона крыльев антиклинальной складки;

$$L_{ан} = \frac{\pi \cdot (4 \cdot A^2 + L_{np}^2) \cdot (180 - 2 \cdot \arctg \frac{L_{np}}{2 \cdot A})}{720 \cdot A}$$

Для подтверждения приведенной методики расчета провели опыт по разлому карбонатного массива (Рис. 5).

Выше описанную модель можно перенести на антиклинальную структуру карбонатного массива 302, 303 залежей (Рис. 6), для которого  $L_{np} = 1000$  м,  $A = 9$  м. Размер блоков определен по кривым восстановления давления снятых в первые 3 месяца эксплуатации скважин по методике Полларда. Средний размер блоков  $L_{блок} = 0,19$  м, что подтверждается креновым материалом горизонтальных скважин. Результаты расчетов:  $L_{ан} = 1017,9$  м,  $\Delta L_{np} = 17,9$  м,  $d_{mp} = 0,003$ ,  $\alpha = 2,1^\circ$ .

Сравнение горизонтальных скважин, вскрывших концентрические трещины вкрест и вдоль их простирания, сведены в таблицу. Из таблицы видно, что скважины, вскрывшие концентрические трещины поперек:

- имеют меньший безводный период;
- реагируют на водоизоляционные работы (ВИР) большим снижением процента обводнения, чем скважины вскрывшие вдоль трещин;
- реагируют на увеличение параметров интенсивным обводнением;
- поперек имеют высокое забойное давление, практически равное пластовому.

Комплексирование палеоструктурного, палеотектонического анализов и исследование трещиноватости залежей позволили сформулировать следующие выводы:

- Существует связь между направленностью тектонических движений блоков фундамента и структурой дизъюнктивных дислокаций в карбонатном массиве.
- Расположение зон трещиноватости подчиняется только новейшему плану тектонических движений, они независимо секут древние структуры.
- Наибольшая плотность трещин приходится на зоны максимальных градиентов неотектонических движений, связанных с подвижками блоков фундамента, т.е., с быстрыми динамическими нагрузками, снижающими способность пород к пластическим деформациям.

В качестве рекомендаций для более эффективной выработки запасов можно предложить:

- учитывать тип структуры при выборе территорий для заложения новых скважин и зарезке вторых стволов;

Вид вскрытия трещин горизонтальными скважинами	Количество горизонтальных скважин	% обводнения в первый месяц эксплуатации	Безводный период (мес.)	Среднее время эксплуатации скважин до обводнения (мес.)	Эффективность ВИР (снижение обводнения, %)	Продолжительность эффекта от ВИР (мес.)	Количество горизонтальных скважин, обводнившихся после увеличения Ож больше чем в 1,5 раза, (%)	Ср. Квак за 1 год эксплуатации, (т)
Вдоль трещины	21	6,8	12,2	26	30	10,4	30	2461
Поперек трещины	27	12,7	4,5	17	53	4	57,3	2197

---

---

Окончание статьи Р.Г. Шайдуллина, Д.В. Гуськова «Модель...»

– в процессе эксплуатации на скважинах в синклинальных областях создавать минимальные депрессии на пласт;

– разбитие территории залежей на положительные и отрицательные структуры, амплитуда которых превышает 5 – 10 метров, позволит обоснованно подбирать оптимальные значения депрессий и забойных давлений;

– учитывать приуроченность скважины к положительной или отрицательной структуре при составлении геолого-технических мероприятий.

Так как строение резервуара оказывает решающее влияние на скорость обводнения скважин, эффективность

разработки карбонатного массива 302, 303 залежей можно повысить путем индивидуального подбора режима работы скважин, исходя из местоположения скважины на структурной карте.

### Литература

Голф-Рахт Т.Д. *Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов*. М.: Недра. 1986.

Губайдуллин А.А. *Комплексный анализ результатов выполненных исследований по оценке трещиноватости коллекторов залежей*. Бугульма, ТатНИПИнефть. 2002. 301-303.

Снарский А.Н. *Геологические основы физики нефтяного пласта*. Киев. Гос. изд-во техн. лит-ры УССР. 1961.